

Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de las Tecnologías
Industriales

Planta fotovoltaica para cubrir demanda energética
de La Rinconada

Autor: Abraham Marqués Valderrama

Tutor: Alfredo de Jesús Navarro Robles

Dpto. Ingeniería Mecánica y Fabricación
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020



Trabajo Fin de Grado
Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Planta fotovoltaica para cubrir demanda energética de La Rinconada

Autor:

Abraham Marqués Valderrama

Tutor:

Alfredo de Jesús Navarro Robles

Catedrático de Universidad

Dpto. Ingeniería Mecánica y Fabricación

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020

Proyecto Fin de Carrera: Planta fotovoltaica para cubrir demanda energética de La Rinconada

Autor: Abraham Marqués Valderrama

Tutor: Alfredo de Jesús Navarro Robles

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El Secretario del Tribunal

A mi padre y a mi madre

A mis hermanos

A mi familia

A mis hermanos de comunidad

A mis amigos

A mis maestros

Agradecimientos

Con este Trabajo Fin de Grado concluyo mi etapa en el Grado de Ingeniería de las Tecnologías Industriales. Han sido cuatro años en los que he dado lo mejor de mí para aprender lo máximo posible. Quiero agradecer a mis padres toda la dedicación y esfuerzo que han hecho conmigo priorizando mi educación y haciendo todo lo que estaba en sus manos para poder formarme de la mejor manera posible. Sin ellos habría llegado a este punto en las condiciones tan buenas en las que he llegado. Desde mi primer año de colegio hasta este último de universidad.

Agradezco también a mi familia y amigos por todo el apoyo que me han dado durante estos años, tanto en lo personal como en lo académico.

También quiero dar las gracias a todo el personal docente que me ha apoyado durante esta etapa y en especial al departamento de Ingeniería Mecánica y Fabricación, el cual confió en mí para representar a Sevilla en las Olimpiadas nacionales de Teoría de Máquinas y Mecanismos.

Para finalizar, quiero agradecer a Prodiel todos los conocimientos que me han permitido adquirir durante mis prácticas en la empresa, los cuales son la base bajo los que se fundamenta este proyecto.

Abraham Marqués Valderrama

Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Sevilla, 2020

En este proyecto se ha realizado el diseño de un parque fotovoltaico para cubrir la demanda energética residencial del municipio de La Rinconada. Con esta planta, se consigue el objetivo de que toda la energía consumida en el pueblo sea mediante generación renovable.

Para ello, hemos tomado como punto de partida las necesidades energéticas anuales del pueblo y hemos diseñado una planta a partir de ello. Tras encontrar una superficie que cumple con los requisitos dimensionales para llevar a cabo la construcción de la planta, se ha pasado a su diseño.

Hemos abordado cómo será la configuración del parque, qué equipos se comprarán para la producción de energía y cómo se dispondrán en la planta. Una vez llevada a cabo toda la configuración, hemos utilizado el software PVSyst para simular la energía producida por la planta. También hemos entrado en el detalle de todo el cálculo del cableado necesario para el parque.

Finalmente, hemos elaborado un presupuesto con el coste que supondría comprar todos los equipos necesarios para la ejecución de la planta.

El proyecto realizado no abarca todos los ámbitos necesarios para poder llevar a cabo la ejecución de la planta, pero sí define de manera inequívoca cómo será y todo lo necesario para llegar a cumplir con el objetivo.

Como se puede apreciar en esta memoria, este parque produce más energía de la que demanda el municipio. Hemos decidido dejar esta configuración para cubrir más demanda energética en caso de que el pueblo amplíe su población en los próximos años. Otro de los motivos es para poder abastecer a parte de la demanda eléctrica no residencial del municipio.

Abstract

In this project we have designed a photovoltaic plant to cover the residential energy consumption of La Rinconada, Seville. We achieve the goal of producing all the needed energy by renewable means.

The starting point has been the energy consumed annually. We found a plot of land in the town area that meets the dimensional requirements and we started the design.

In this project we address the plant configuration, the equipment for the solar farm and how they will be arranged. When we finished the configuration, we used the commercial software PVSyst to estimate the energy production. We also calculated all the cables needed for the plant.

Finally, we have prepared a budget with the cost of all the equipment necessary for the execution of the plant.

The project does not cover all the necessary items for building the plant. In this work we just define the layout of the plant and identify the equipment needed for its operation.

It can be seen that the farm produces more energy than the one strictly required for supplying the town. The surplus will provide for the increase demand expected in the future as the population grows and also to cover some of the non-residential energy consumption.

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xiv
Índice de Tablas	xvii
Índice de Figuras	xix
Notación	xxii
1 Objetivo	12
2 Introducción a la energía solar fotovoltaica	13
2.1 <i>Energía solar</i>	13
2.2 <i>Irradiancia mundial</i>	15
2.3 <i>El módulo fotovoltaico</i>	16
2.3.1 <i>Introducción</i>	16
2.3.2 <i>Pérdidas módulo fotovoltaico</i>	17
2.3.3 <i>Magnitudes y especificaciones</i>	18
3 Abastecimiento energético mundial con energía solar fotovoltaica	21
3.1 <i>Estudio de viabilidad</i>	21
3.2 <i>Conclusiones</i>	24
3.3 <i>Consideraciones</i>	24
4 Consumo eléctrico España	26
5 Objetivo del proyecto	30
5.1 <i>Descripción del pueblo</i>	30
5.2 <i>Selección de la parcela</i>	31
6 Estimación inicial de la dimensión del proyecto	35
6.1 <i>Estimación de módulos necesarios</i>	35
7 Elementos principales parque fotovoltaico	37
7.1 <i>Módulos fotovoltaicos</i>	37
7.2 <i>String (Serie)</i>	38
7.3 <i>Caja de conexiones</i>	38
7.4 <i>Conectores</i>	38
7.5 <i>Tracker (seguidor)</i>	39
7.6 <i>String box (caja de agrupación)</i>	40
7.7 <i>Inversor</i>	40
7.8 <i>Centros de transformación</i>	41
7.9 <i>Sistema de media tensión y red de conexiones</i>	41
8 Equipos seleccionados	42
8.1 <i>Módulo solar fotovoltaico</i>	42
8.2 <i>String box</i>	43

8.3	<i>Inversor solar fotovoltaico</i>	44
8.4	<i>Tracker (seguidor solar)</i>	46
9	Configuración del parque	48
9.1	<i>Aspectos a tener en cuenta para la configuración</i>	48
9.1.1	Módulos	48
9.1.2	String – String Box	48
9.1.3	Tracker	48
9.1.4	Inversor	48
9.1.5	Centro de transformación	49
9.2	<i>Información general</i>	49
9.3	<i>Configuración general</i>	50
9.4	<i>Configuración por isla</i>	51
10	Estudio producción energética mediante PVSyst	57
10.1	<i>Simulación en PVSyst</i>	57
10.1.1	Parámetros principales	58
10.1.2	Parámetros opcionales	59
10.2	<i>Informe de producción</i>	61
11	Cálculo cableado	64
11.1	<i>Condiciones del sistema</i>	64
11.1.1	Cable solar	64
11.1.2	Cable string box - inversor	66
11.2	<i>Características del cable</i>	67
11.3	<i>Criterio máxima corriente admisible</i>	67
11.3.1	Tipos de instalación:	68
11.3.2	Coeficientes de corrección	68
11.3.3	Ejemplo cálculo corriente máxima admisible cable	69
11.4	<i>Criterio caída de tensión</i>	70
11.4.1	Ejemplo criterio caída de tensión	70
11.5	<i>Criterio intensidad de cortocircuito</i>	72
11.5.1	Conexión string – string box	73
11.5.2	Conexión string box - inversor	73
11.6	<i>Pérdidas de potencia</i>	73
11.6.1	Ejemplo cálculo pérdida de potencia	74
11.7	<i>Protección del sistema</i>	75
11.7.1	Ejemplo cálculo protección del sistema	75
11.8	<i>Resultados obtenidos</i>	76
12	Presupuesto	78
13	Conclusiones	80
13.1	<i>Objetivo</i>	80
13.2	<i>Alcance</i>	80
13.3	<i>Vías de mejora</i>	81
14	Anexos	82
	Referencias	149
	Bibliografía	150

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Distribución superficies en el bloque patrón	23
Tabla 2 Generación anual de energía.	26
Tabla 3: Energía generada en España por las distintas fuentes de energía.	27
Tabla 4: Datos descriptivos La Rinconada [10].	30
Tabla 5: Dimensiones mínimas para la parcela.	34
Tabla 6: Características módulo fotovoltaico.	42
Tabla 7: Características String box.	44
Tabla 8: Información general parque fotovoltaico.	49
Tabla 9: Información módulo.	49
Tabla 10: Información String.	49
Tabla 11: Información string box.	50
Tabla 12: Información tracker.	50
Tabla 13: Información inversor.	50
Tabla 14: Principales características parque fotovoltaico.	51
Tabla 15: Configuración string boxes y strings por inversor.	51
Tabla 16: Configuración módulos y trac	52
Tabla 17: Condiciones STC	64
Tabla 18: Características del módulo para cálculo cableado.	65
Tabla 19: Características string.	65
Tabla 20: Características string box.	66
Tabla 21: Resistividad de aluminio y cobre a 20 °C.	71
Tabla 22: Coeficiente de temperatura a 20 °C para aluminio y cobre.	71
Tabla 23: Cables necesarios para la planta fotovoltaica.	76
Tabla 24: Presupuesto planta fotovoltaica La Rinconada.	79

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1: Gráfica radiación solar y cuerpo negro a 5 777 K [1].	13
Ilustración 2: Irradiancia mundial. [3]	15
Ilustración 3: Irradiancia España [3].	16
Ilustración 4: Rendimiento de módulos fotovoltaicos. [4]	17
Ilustración 5: Distribución pérdidas y energía útil de un módulo fotovoltaico.	18
Ilustración 6: Curva Intensidad-Voltaje de una célula fotovoltaica. [7]	19
Ilustración 7: Curva Potencia-Voltaje de una célula fotovoltaica. [8]	19
Ilustración 8: Distribución módulos en el seguidor.	21
Ilustración 9: Orientación y distancia entre seguidores.	22
Ilustración 10: Bloque patrón para proyecto de abastecimiento mundial.	22
Ilustración 11: Distribución energía renovable-no renovable consumida en España (TWh).	26
Ilustración 12: Distribución energía renovable-no renovable consumida en España (relación porcentual).	26
Ilustración 13: Distribución % energías renovables en España (2016).	28
Ilustración 14: Distribución % energías renovables en España (2017).	28
Ilustración 15: Distribución % energías renovables en España (2018).	28
Ilustración 16: Distribución % energías renovables en España (2019).	28
Ilustración 17: Distribución población municipio La Rinconada [10].	31
Ilustración 18: Parcela seleccionada para ubicar el proyecto.	32
Ilustración 19: Parcelas elegidas en el catastro.	32
Ilustración 20: Medición de la superficie de la parcela en el catastro.	33
Ilustración 21: Comprobación de que la parcela cumple con las dimensiones.	34
Ilustración 22: Planta fotovoltaica [11].	37
Ilustración 23: Módulo fotovoltaico [12].	38
Ilustración 24: Tracker [13].	39
Ilustración 25: String box [14].	40
Ilustración 26: Inversor [15].	40
Ilustración 27: Centro de transformación [16].	41
Ilustración 28: Módulo RCM-340-6MA.	43
Ilustración 29: Dimensiones StringBox M 20B.	44
Ilustración 30: Característica inversor.	45
Ilustración 31: Inversor Ingecon Sun 1560TL B600.	46
Ilustración 32: Distribución módulos en el tracker.	46
Ilustración 33: Características tracker.	47
Ilustración 34: Ubicación planta en la parcela seleccionada.	52

Ilustración 35: Distribución tracker por isla.	53
Ilustración 36: Distribución módulos correspondientes a cada inversor.	53
Ilustración 37: String box tipo 1.	54
Ilustración 38: Distribución string boxes tipo 1 por isla.	54
Ilustración 39: Detalle string box tipo 1.	55
Ilustración 40: String box tipo 2.	55
Ilustración 41: String box tipo 3.	55
Ilustración 42: String box tipo 4.	55
Ilustración 43: Distribución string boxes tipo 2, 3 y 4 dentro de la isla.	56
Ilustración 44: Distribución string boxes por isla.	56
Ilustración 45: Datos meteorológicos La Rinconada en PVSyst.	57
Ilustración 46: Configuración orientación tracker en PVSyst.	58
Ilustración 47: Configuración del sistema en PVSyst.	59
Ilustración 48: Distribución planta para estudio sombreado en PVSyst.	60
Ilustración 49: Gráfico pérdidas por sombreado.	60
Ilustración 50: Estimación energía mensual en PVSyst.	61
Ilustración 51: Índice de rendimiento (PR) de la planta.	62
Ilustración 52: Diagrama de producción de energía y pérdidas.	63

Notación

AM	Masa de aire
G	Irradiancia
I	Intensidad
I_{mpp}	Intensidad punto máxima potencia
I_{sc}	Intensidad de cortocircuito
P	Potencia
PR	Índice de rendimiento
R	Resistencia
STC	Condiciones de test standar
T	Temperatura
V	Voltaje
V_{mpp}	Voltaje punto máxima potencia
V_{oc}	Voltaje circuito abierto
W	Watio
Wp	Watio pico
ΔU	Caída de tensión
η	Rendimiento
ρ	Resistividad

1 OBJETIVO

Los proyectos para generación de energía renovable son una prioridad para reducir la contaminación en nuestro planeta. Muchas empresas energéticas están apostando en la actualidad por proyectos de parques fotovoltaicos para aumentar su generación renovable. Este tipo de proyecto es relativamente sencillo de diseñar y ejecutar, tiene buenos índices de producción y un coste de mantenimiento bastante bajo.

El objetivo de este proyecto es diseñar una planta fotovoltaica que sea capaz de producir la energía que consume un municipio a lo largo del año. El elegido ha sido La Rinconada, Sevilla. El motivo de la elección es que el autor de este proyecto reside en él.

En esta memoria se llevará a cabo el diseño necesario de la planta para cubrir la demanda energética comentada. Previamente, y de forma introductoria para presentar la energía solar fotovoltaica, se harán unas estimaciones para ver si es posible cubrir todo el consumo energético mundial a partir de energía solar fotovoltaica.

Una vez desarrollado el planteamiento de cuáles serían las necesidades para poder abastecer el mundo solo con energía solar, nos centramos en realizar un proyecto que tenga este mismo objetivo: cubrir la demanda energética de un territorio concreto solo con una planta fotovoltaica.

2 INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

2.1 Energía solar

En el sol tienen lugar reacciones nucleares de fusión, las cuales desprenden una gran cantidad de energía. La temperatura solar es de unos 5 777 K, por lo que se puede calcular la cantidad de radiación que recibe la Tierra proveniente del sol según la ley de Stefan-Boltzmann. Esta establece que la potencia radiada por un cuerpo negro es:

$$P = \sigma \cdot A \cdot T^4$$

Donde:

- P: Potencia (W).
- σ : Constante de Stefan-Boltzmann. Valor: $5,67 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^4$.
- A: Área del cuerpo negro (m^2).
- T: Temperatura del cuerpo negro.

En el caso de que no estemos tratando con un cuerpo negro, hay que multiplicar por un coeficiente de emisividad (ϵ), el cual relaciona la radiación emitida y la que emitiría si fuese un cuerpo negro. El sol se puede considerar como cuerpo negro, ya que el espectro de su radiación coincide prácticamente con el de un cuerpo negro como se puede ver en la siguiente gráfica

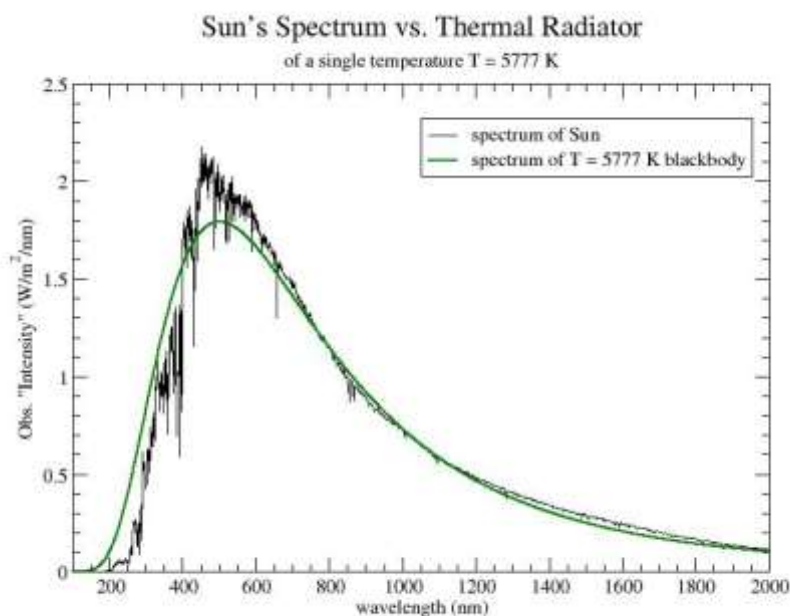


Ilustración 1: Gráfica radiación solar y cuerpo negro a 5 777 K [1].

Considerando al sol como cuerpo negro, la potencia que radia es la siguiente.

Datos sol:

- Temperatura: 5 777 K.

- Diámetro sol: $1,3927 \cdot 10^9$ m.

$$P_{sol} = \sigma \cdot A \cdot T^4 = 5,67 \cdot 10^{-8} \cdot \pi \cdot (1,3927 \cdot 10^9)^2 \cdot 5800^4 = 3,9 \cdot 10^{26} \text{ W}$$

Para calcular la radiación solar recibida por la Tierra, hagamos la siguiente estimación. Supongamos una esfera con centro en el sol y radio la distancia entre la Tierra y el sol. La potencia emitida por el sol se reparte en partes iguales en la superficie de esta esfera.

Supongamos que la intersección entre esta esfera y la Tierra da como resultado un área circular con radio igual al radio de la Tierra. Con esta superficie equivalente, podemos calcular cuanta radiación de la emitida por el sol llega a la Tierra.

Considerando que la distancia entre la Tierra y el sol se corresponde con 1 ua (unidad astronómica), obtenemos el siguiente ratio:

$$\alpha = \frac{\text{Superficie equivalente Tierra}}{\text{Superficie esfera con centro en el sol y radio distancia Tierra - sol}}$$

$$\alpha = \frac{\pi \cdot R_T^2}{4 \cdot \pi \cdot R_{T-s}^2} = \frac{6371000^2}{4 \cdot 149597870700^2} = 4,534 \cdot 10^{-10}$$

- 1 ua = 149 597 870 700 m

La suposición de asemejar la superficie de la Tierra que recibe radiación solar a un círculo de radio equivalente al radio del planeta a la hora de calcular la radiación recibida por la superficie terrestre es coherente teniendo en cuenta la gran distancia existente entre la Tierra y el sol. La distancia entre el sol y la Tierra es 4 órdenes de magnitud mayor al radio de la Tierra, por lo que se puede realizar esta aproximación. Además, cabe recordar que lo que estamos haciendo en este apartado es una estimación para tener un orden de magnitud de la potencia que recibe la Tierra debida a la radiación solar.

Por lo tanto, la potencia que recibe la Tierra del sol es la siguiente:

$$P_{Tierra} = \alpha \cdot P_{sol} = 4,534 \cdot 10^{-10} \cdot 3,9 \cdot 10^{26} = 1,768 \cdot 10^{17} \text{ W}$$

Para tener una estimación de la potencia que recibe la Tierra por metro cuadrado, dividimos esta potencia entre la superficie previamente comentada. Una circular de radio igual al de la Tierra.

$$\frac{P_T}{\pi \cdot R_T^2} = \frac{1,768 \cdot 10^{17}}{\pi \cdot 637100^2} = 1\,386,49 \text{ W/m}^2$$

Por lo tanto, cada metro cuadrado de la Tierra recibe aproximadamente 1,4 KW de potencia debido a la radiación del sol.

Según Enerdata, el mundo consumió en 2018 unos 15 000 Mtoe. 1 Mtoe (Megatonelada de petróleo equivalente) equivalen a 11,63 MWh. De este modo, el consumo mundial de energía en 2018 fue de unos $1,7445 \cdot 10^{11}$ MWh [2].

Si la potencia que recibe la Tierra del sol ($1,768 \cdot 10^{17}$ W) la multiplicamos por el número de horas que tiene un año natural (8760 h), obtenemos que la Tierra recibe un total de $1,55 \cdot 10^{15}$ MWh de energía al año. Si dividimos la energía recibida por el sol entre la consumida por todo el planeta, obtenemos el siguiente resultado:

$$\frac{\text{Energía recibida}}{\text{Consumo mundial anual}} = \frac{1,55 \cdot 10^{15} \text{ MWh}}{1,7445 \cdot 10^{11} \text{ MWh}} \approx 8885$$

De lo que podemos extraer la conclusión de que el planeta recibe en un año del sol 9 000 veces la energía que se consume a lo largo de todo el año. Tras este resultado, se planteará en este proyecto la posibilidad de autobastecer la Tierra con energía solo proveniente del sol a través de parques fotovoltaicos. Será en el apartado 3. *Abastecimiento energético mundial con energía solar fotovoltaica.*

2.2 Irradiancia mundial

En el apartado anterior se ha hecho una estimación de la energía solar que recibe la Tierra. Lógicamente, esta se recibe uniformemente a lo largo de toda su superficie. Dependiendo de la estación del año y de la latitud, la radiación diaria que recibe cada zona del planeta es distinta. Después de muchos estudios, se han desarrollado mapas del mundo en los que se muestra una estimación de la energía en forma de radiación solar que recibe cada territorio a lo largo del día. Este valor es una media de la energía que se recibe por día a lo largo del año.

El que muestro a continuación es un mapa elaborado por Global Solar Atlas donde muestran la radiación global horizontal. Esta es la radiación total procedente del sol en una superficie horizontal de la Tierra.

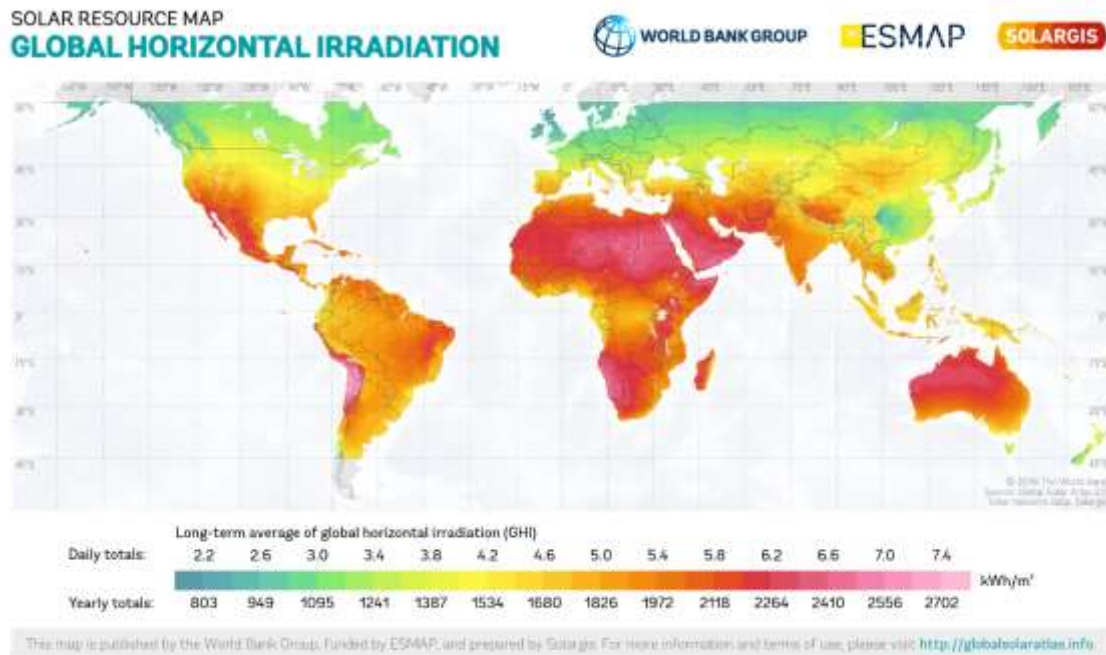


Ilustración 2: Irradiancia mundial. [3]

En él, se expresa la energía recibida por metro cuadrado. Los territorios del ecuador reciben aproximadamente 6 Kwh/m² cada día, siendo estos países muy propicios para aprovechar la energía solar. En nuestro territorio nacional, se alcanza una media de 4,5 KWh/m² de energía por día.

A medida que nos vamos acercando a los polos de la Tierra, la energía que se puede cobrar del sol por metro cuadrado descende hasta alcanzar valores que son la mitad, o incluso un tercio, de los que se obtienen en el ecuador. En estos países el autoabastecerse mediante energía solar requiere de mayores infraestructuras para obtener la misma energía final, pero también es viable.

El mapa detallado de la irradiancia en España es el siguiente:



Ilustración 3: Irradiancia España [3].

2.3 El módulo fotovoltaico

2.3.1 Introducción

En los apartados anteriores se ha hablado de aprovechar la energía solar mediante energía fotovoltaica. Para que sea posible, necesitamos de una instalación que sea capaz de transformar esta energía en forma de radiación en energía eléctrica para poder ser aprovechada para su consumo en hogares e industrias. El medio para realizar esta transformación es el módulo fotovoltaico, el elemento más importante de cualquier proyecto fotovoltaico.

El módulo es el encargado de transformar la energía solar en eléctrica. Esta transformación se puede llevar a cabo utilizando materiales semiconductores. Estos materiales son capaces de comportarse como aislantes o conductores en función de la situación en la que se encuentren. En el caso que nos aplica, un material pasa de aislante a conductor en función de la radiación que recibe.

Existen diversos tipos de materiales que cumplen con estas condiciones y son aptos para usarlos en módulos fotovoltaicos. El más común y usado es el silicio. Con este elemento se han desarrollado tres tipos de células, las unidades en las que se divide un módulo. Estas son células de silicio amorfo, monocristalino y policristalino. La diferencia reside en la estructura cristalina del silicio. Los monocristalinos poseen la estructura más uniforme, mientras que los amorfos, también conocidos como de capa fina, no poseen una estructura definida.

En términos económicos y de rendimiento, los amorfos son los más baratos, pero también los que menor rendimiento tienen. En el lado opuesto tenemos a los monocristalinos. Son los módulos de silicio que mayor rendimiento ofrecen, pero también los más caros debido a que su proceso de fabricación es más lento y costoso. En un punto intermedio tenemos los módulos policristalinos.

Uno de los motivos de peso que hacen que la gran mayoría de módulos se fabriquen con silicio es que existe gran abundancia de este material, por lo que se puede disponer de él sin problemas para la fabricación. El bajo coste del silicio es otro de los grandes motivos que hacen que los productores se decanten por el silicio.

Los módulos de silicio son los más usados en los parques fotovoltaicos, pero también existen otros materiales que son utilizables para fabricar las células. Un ejemplo es el uso del arseniuro de galio. El rendimiento que ofrecen estas células es superior a la del silicio, pero hay escasez para producirlo y resulta mucho más caro.

La investigación en esta tecnología a lo largo de la historia ha llevado a experimentar con distintos tipos de materiales para ver con cuáles de ellos se pueden fabricar células fotovoltaicas para el aprovechamiento de la energía solar. En este estudio, NREL compara la eficiencia de los distintos tipos de módulos existentes en el mercado:

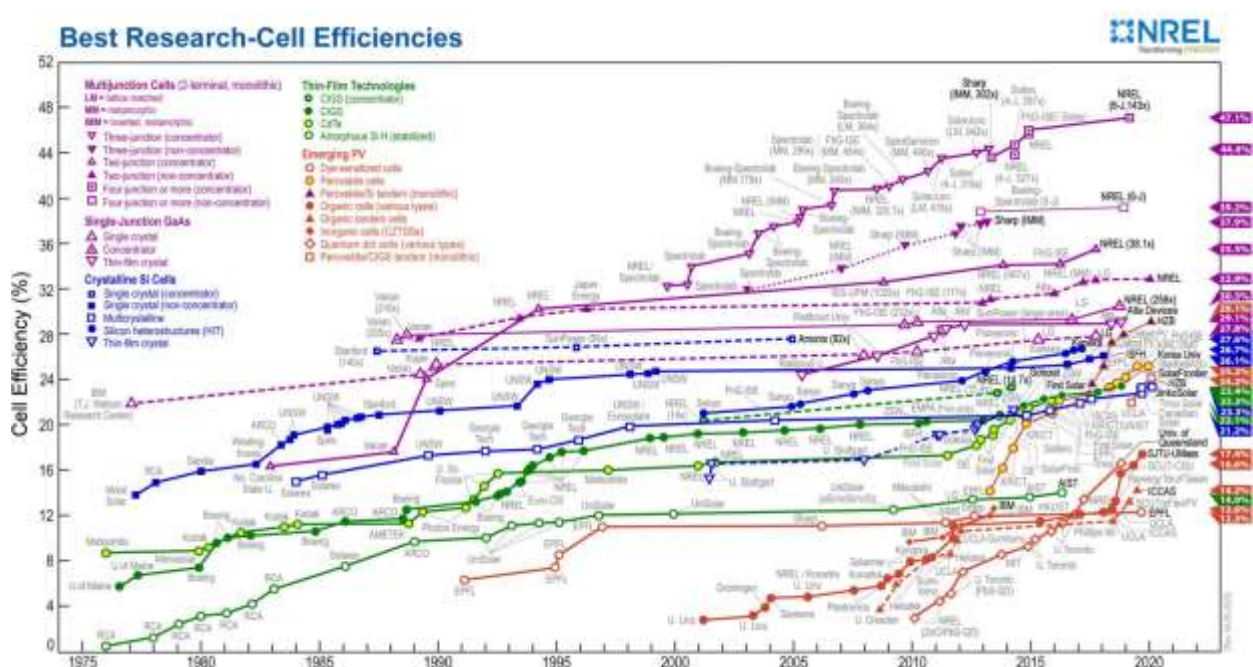


Ilustración 4: Rendimiento de módulos fotovoltaicos. [4]

En el gráfico se agrupan en cinco clases los módulos que se fabrican en la actualidad en función del material y la tecnología utilizada. Estos son:

- Silicio cristalino: los más usados por su relación calidad precio. Ofrecen un rendimiento en torno al 20%.
- Célula multiunión: Están hecha de distintos materiales semiconductores con múltiples uniones p-n. La unión p-n de cada material hace que se aprovechen distintos rangos de longitudes de onda de la radiación solar y permite tener una eficiencia mucho mayor. Son los que mayor rendimiento ofrecen, casi el doble que el silicio. En su contra, tienen el alto coste de fabricación.
- Célula unión única Arseniuro de Galio: como hemos comentado anteriormente, ofrecen un rendimiento mayor que el del silicio, pero la escasez del material y el alto coste de fabricación hacen que no sea una opción muy utilizada.
- Tecnología de capa fina: el material semiconductor se deposita sobre un cristal de bajo coste. Estos materiales semiconductores son CIGS (cobre-indio-galio-selenio), CdTe (teluro de cadmio), CIS (cobre-indio-diselenio) y silicio amorfo. En el caso del silicio, tenemos el inconveniente de que ofrecen bajo rendimiento. En el de los otros materiales, basta con tener una capa de 0,001 mm para poder convertir en electricidad la energía solar. Como desventaja, estos materiales son tóxicos y hacen muy complejo el proceso de fabricación.

Células fotovoltaicas emergentes: también se conocen como células fotovoltaicas de tercera generación. La primera generación corresponde a las células de uniones p-n y la segunda a las células de película delegada. Entre ellas destaca la célula solar de Perovskita [5]. En pocos años de investigación han conseguido alcanzar el rendimiento del silicio, pero todavía necesitan afrontar muchos retos para poder alcanzar sus mejores niveles de eficiencia. Uno de los principales problemas es que se degradan con facilidad. Mejorarán mucho en los próximos años.

2.3.2 Pérdidas módulo fotovoltaico

En el gráfico presentado por NREL observamos que ningún modulo es capaz de dar un rendimiento mayor del 50%. Es más, la mayoría de módulos operan en torno al 15-25%. Por lo tanto, el 75-85% restante son pérdidas.

Si tomamos una célula de silicio, obtenemos las siguientes pérdidas:

- Energía de los fotones demasiado alta para romper el enlace del silicio: 30%
- Energía de los fotones demasiado baja para romper el enlace del silicio: 22%
- Pérdidas de voltaje en la célula: 20%
- Pérdidas debidas a la recombinación de electrones y huecos: 8,5%
- Sombras de la conexión eléctrica y reflexión de radiación solar: 3%
- Pérdidas en las resistencias: 0,5%

Estos datos provienen del libro *Instalaciones solares fotovoltaicas* (Miguel Moro Vallina, Editorial Paraninfo) [6].

Sumando estas pérdidas aproximadas, queda un rendimiento de un 16% en la célula fotovoltaica. Dependiendo del fabricante, este dato puede ser algo mejor o algo peor. Como mostraba el gráfico del NREL, las células de silicio son capaces de alcanzar hasta un 27,6%. Si distribuimos en un gráfico los porcentajes de pérdidas, obtenemos el siguiente resultado:

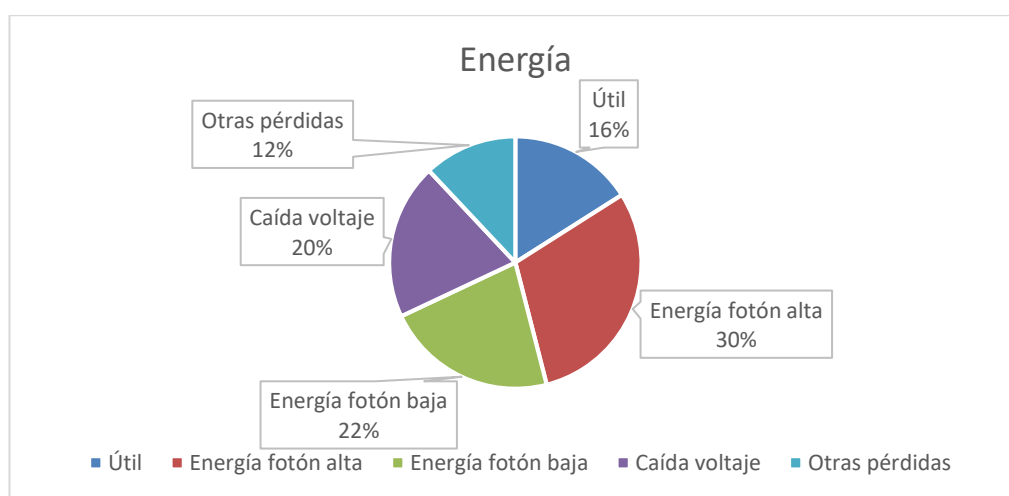


Ilustración 5: Distribución pérdidas y energía útil de un módulo fotovoltaico.

De este gráfico se puede obtener una conclusión sobre la energía solar. De todo el espectro de radiación que recibe una célula fotovoltaica de silicio, esta solo puede aprovechar el 48% para su transformación en energía eléctrica. El 52% restante no está en la banda de radiación adecuada.

2.3.3 Magnitudes y especificaciones

Los módulos, como se ha comentado anteriormente, están compuestos por células. Estas, se unen en serie y paralelo para obtener en el módulo un voltaje e intensidad determinado. Un valor típico de voltaje en una célula es 0,5 V. Para la intensidad, el valor suele oscilar entre los 0,5 y los 5 amperios. Esto depende de las dimensiones que se le dé a la célula y las características del material con el que se fabrica.

Las distintas células se unen en serie y en paralelo hasta alcanzar los valores de voltaje e intensidad deseados. Si conectamos células en serie, el voltaje aumenta permaneciendo la intensidad constante. Por el contrario, si conectamos células en paralelo, la intensidad aumenta, mientras que el voltaje permanece constante. De esta forma, agrupamos células en serie hasta llegar al valor de voltaje deseado y después se agrupan tantas series en paralelo como sean necesarias para alcanzar el valor de intensidad deseado.

2.3.3.1 Curva característica

La célula tiene una curva intensidad-voltaje característica con 4 valores destacados:

- I_{mpp} : intensidad en el punto de máxima potencia.
- V_{mpp} : voltaje en el punto de máxima potencia.
- I_{sc} : Intensidad de cortocircuito. Esta es la máxima intensidad que puede haber en la célula. Ocurre cuando el voltaje en la célula es nulo.
- V_{oc} : Voltaje a circuito abierto. Es el valor que se obtiene cuando la resistencia del circuito es infinita. Dicho de otro modo, cuando se abre el circuito y se mide la tensión entre los extremos de la célula.

Estos valores que se acaban de definir se representan en la gráfica intensidad-voltaje de una célula:

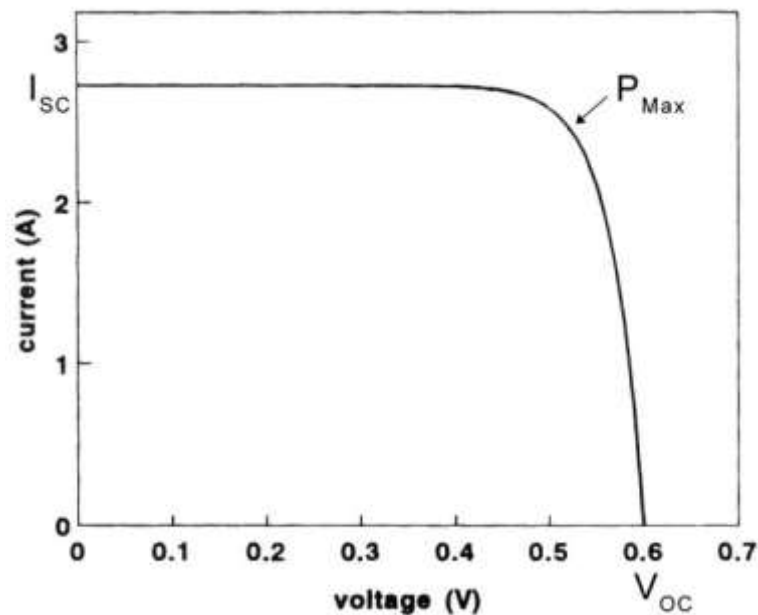


Ilustración 6: Curva Intensidad-Voltaje de una célula fotovoltaica. [7]

La gráfica más característica de los módulos es aquella que representa la potencia frente al voltaje. Esta gráfica procede de la curva intensidad-voltaje, ya que la potencia es el producto de estas dos magnitudes. Como es lógico, el punto de intensidad y voltaje a máxima potencia se obtiene de buscar el máximo en la curva P-V.

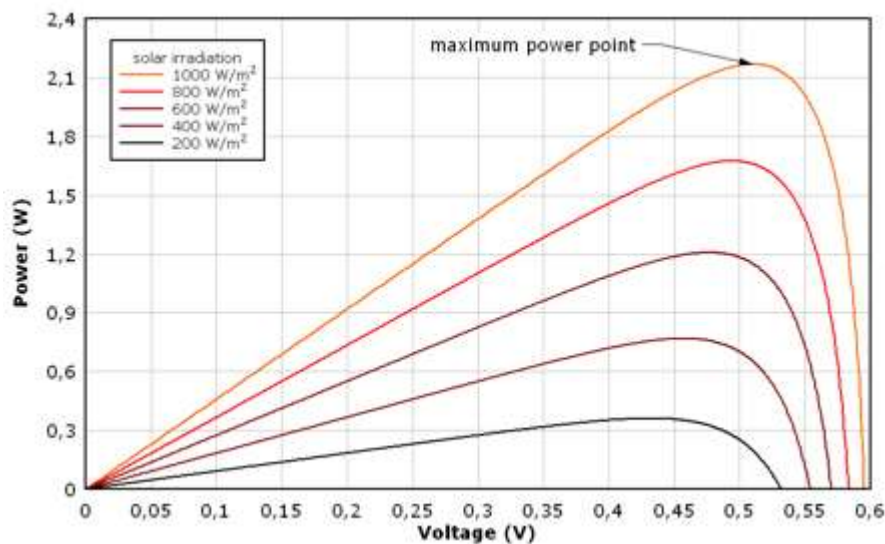


Ilustración 7: Curva Potencia-Voltaje de una célula fotovoltaica. [8]

Esta curva característica no es única. Depende de las condiciones a las que se encuentre el módulo. Principalmente, es función de tres valores: temperatura, masa de aire e irradiancia. Las curvas características se suelen expresar en condiciones STC (condiciones de tests estándar) las cuales son:

- Temperatura: 25 °C.

- Masa de aire (AM): 1,5 [adimensional].
- Irradiancia: 1 000 W/m².

Si la célula se encuentra trabajando a otros valores en cualquiera de estos tres parámetros, ofrecerá otros valores en sus curvas intensidad – voltaje y potencia – voltaje, aunque la forma de la curva seguirá siendo muy similar.

2.3.3.2 Cálculo de la potencia y rendimiento

Como se ha comentado previamente, la potencia es igual al producto de la intensidad por el voltaje. En función de las condiciones a las que se encuentre la célula, ofrecerá una mayor o menor potencia. Para la medida de la calidad de una célula se define el ratio factor de forma. Este compara la máxima potencia que puede ofrecer la célula y el producto de la tensión a circuito abierto y la intensidad de cortocircuito. Se nombra como FF.

$$FF = \frac{V_{mpp} \cdot I_{mpp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}}$$

Esta fórmula se puede usar para expresar la potencia en el punto máximo como:

$$P_{max} = FF \cdot V_{oc} \cdot I_{sc}$$

A partir de este valor, podemos definir el rendimiento de una célula como:

$$\eta = \frac{P_{max}}{G \cdot A} = FF \cdot \frac{V_{oc} \cdot I_{sc}}{G \cdot A}$$

Donde:

- η : rendimiento de la célula.
- G: irradiancia [W/m²].
- A: área de la célula [m²].

Como se ha comentado anteriormente, el módulo es una combinación de células en serie y paralelo. Por lo tanto, para conocer las magnitudes del módulo a través de la célula basta con hacer las siguientes operaciones:

- Voltaje del módulo: es la suma del voltaje de todas las células conectadas en serie.
- Intensidad del módulo: es la suma de la intensidad de cada una de las series de módulos conectadas en paralelo.
- Potencia del módulo: cada célula aporta la misma potencia al módulo, por lo que la potencia es el producto del número de células por la potencia que proporciona cada célula. Dicho de otro modo, la potencia del módulo es el producto del número de células que se conectan en una serie (N_s) por el total de series conectadas en paralelo (N_p)

$$P_{módulo} = N_s \cdot N_p \cdot P_{célula}$$

3 ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO MUNDIAL CON ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Como vimos en el apartado 2.1 *Energía solar*, la Tierra recibe del sol en un año unos $1,55 \cdot 10^{15}$ MWh, una cantidad que es 9 000 veces mayor a la que se consume en todo el mundo a lo largo de un año. En 2018, según Enerdata, el mundo consumió $1,7445 \cdot 10^{11}$ MWh. Por lo tanto, cabe la posibilidad de plantear que el 100% de la energía que se genere en el planeta sea mediante fotovoltaica.

3.1 Estudio de viabilidad

El primer punto a tener en cuenta para ver si este proyecto sería viable es ver cuánta superficie terrestre sería necesario ocupar con plantas solares para alcanzar una producción de energía igual a la consumida.

Para este estudio, planteamos unas características de módulos y seguidores similares a los usados generalmente en proyectos fotovoltaicos. La configuración básica para este estudio será la siguiente:

-Módulo:

- Potencia producida: 340 Wp.
- Eficiencia del módulo: 17%.
- Superficie módulo: 2 m^2 (1 m x 2 m).

Donde Watio pico (Wp) es la potencia máxima que puede producir un módulo.

Los datos de potencia y eficiencia son dos formas de expresar lo mismo. Anteriormente, calculamos que la Tierra recibe unos $1\,386,5 \text{ W/m}^2$, pero los fabricantes de módulos fotovoltaicos no utilizan este dato. Esto es debido a que la distribución de potencia no nos llega de forma uniforme. Por ello, se definen las condiciones standard de test (STC) en las que la potencia recibida se fija en $1\,000 \text{ W/m}^2$. Por lo tanto:

- Si la potencia producida por un módulo de 2 m^2 es de 340 Wp, su rendimiento es:

$$\frac{\frac{340 \text{ W}}{2 \text{ m}^2}}{1000 \text{ W/m}^2} = 0,17 = 17\%$$

- Si el módulo tiene una eficiencia del 17%, la potencia generada por un módulo de 2 m^2 es:

$$0,17 \cdot 1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \cdot 2 \text{ m}^2 = 340 \text{ W}$$

-Seguidor:

- 60 módulos por seguidor
- Distribución: 3x20. Superficie ocupada: 120 m^2 (3 m x 40 m).

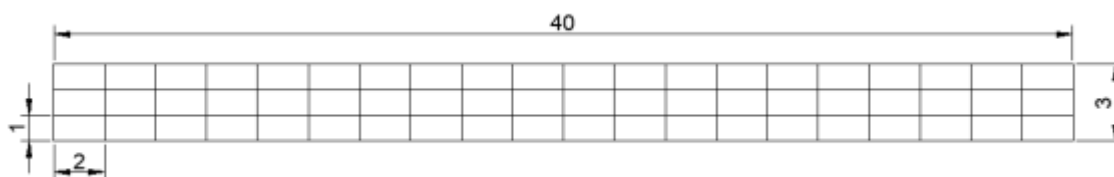


Ilustración 8: Distribución módulos en el seguidor.

Para el correcto aprovechamiento de la energía, el seguidor se alineará según el sur. El seguidor tendrá rotación en el eje compuesto por la dirección norte-sur para que el panel esté siempre lo más perpendicular posible al sol. Normalmente, este giro es de $\pm 60^\circ$. Para que no haya sombras entre los paneles, es necesario un distanciamiento considerable entre seguidores consecutivos. Para esta estimación, pondremos una separación de 6 metros lateralmente entre los seguidores. Esta distancia entre seguidores es habitual en los proyectos. Se toma este valor porque, con esta separación, no existen problemas de sombras entre seguidores contiguos. En la dirección norte-sur no es necesario tanta separación, ya que el problema de sombras está presente en la dirección este-oeste. A pesar de ello, cada 4 seguidores colocados en serie en dirección norte, se dejará una separación de 4 metros para realizar operaciones y desplazamientos. En cada serie de 4 seguidores se dejará 50 cm entre ambos.

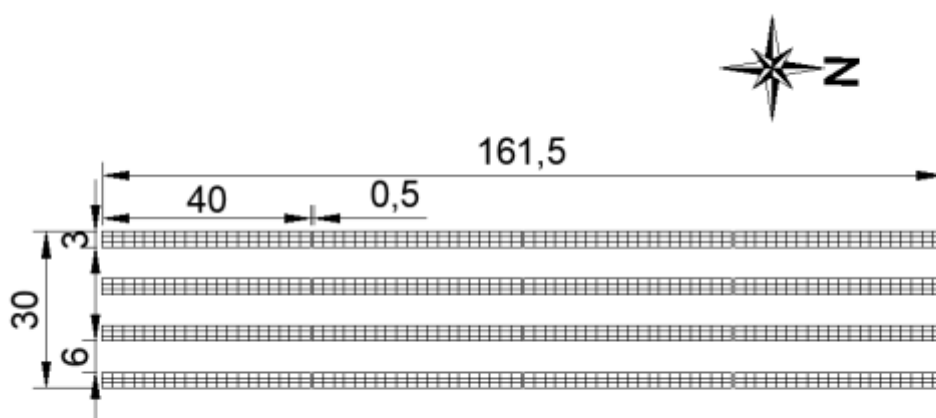


Ilustración 9: Orientación y distancia entre seguidores.

A partir de la configuración descrita anteriormente, podemos sacar un bloque patrón a partir del cual se puede estimar qué porcentaje de la superficie está ocupada por módulos fotovoltaicos.

El bloque patrón descrito se resume en:

- Seguidor: 60 módulos colocados en disposición 3x20
- 4 seguidores en serie (dirección N-S) separados por 0,5 m. Cada 4 seguidores, separación de 4 metros.
- Separación de 6 metros entre cada seguidor en la dirección E-O.

Si cada módulo tiene una superficie de 2 m^2 , en un seguidor tenemos ocupados 120 m^2 . Por lo tanto, como en una serie de 4 seguidores tenemos 480 m^2 ocupados por módulos.

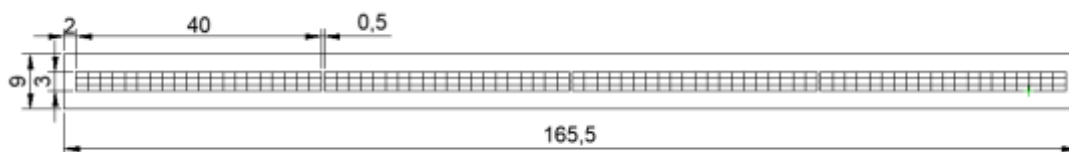


Ilustración 10: Bloque patrón para proyecto de abastecimiento mundial.

El bloque patrón, que contiene los seguidores y la separación necesaria entre los distintos componentes, tiene una dimensión de $9 \text{ m} \times 165,5 \text{ m}$, lo que supone un área de $1\,489,5 \text{ m}^2$.

Distribución superficies

Área ocupada por módulos [m ²]	480
Área bloque patrón [m ²]	1489,5
% superficie módulos respecto al total	32,23%

Tabla 1: Distribución superficies en el bloque patrón

Esto lleva a la conclusión de que, por cada metro cuadrado de tierra utilizado para este proyecto, solo 0,3223 m² serán aprovechables para producir energía aprovechando la radiación solar.

Una vez calculado el porcentaje útil de superficie, podemos pasar a calcular cuánta superficie de módulos fotovoltaicos sería necesaria para alcanzar la cifra de $1,7445 \cdot 10^{11}$ MWh, el consumo energético mundial en 2018. Para ello, nos apoyaremos en el gráfico “Global Solar Atlas” de The World Bank y Solargis [Ilustración 2]. En él, nos muestra la energía que se puede aprovechar por metro cuadrado y día.

Para esta estimación, ubicaremos los proyectos en zonas donde la media anual de energía sea de unos 5 kWh/m². Se alcanzan estas cifras, o superiores, en todo el continente africano, Latinoamérica, Oceanía, España y algunos países asiáticos.

Si partimos de este dato, la energía anual que recibe un metro cuadrado de tierra en estos territorios es de 1825 kWh/m². Como se comentó anteriormente, se usarán módulos de un rendimiento del 17%, por lo tanto, de esta energía que se recibe anualmente por metro cuadrado, solo será aprovechable para transformación eléctrica 310,25 kWh/m².

$$5 \frac{kWh}{m^2 \cdot día} \cdot 365 \frac{días}{año} \cdot 0,17 = 310,25 \frac{kWh}{m^2 \cdot año}$$

Con este valor, ya podemos calcular el número de metros cuadrados que serían necesario para el abastecimiento mundial con energía solar fotovoltaica:

$$\frac{1,7445 \cdot \frac{10^{11} MWh}{año}}{0,31025 \frac{MWh}{m^2 \cdot año}} = 5,623 \cdot 10^{11} m^2$$

La superficie a ocupar con módulos fotovoltaicos es de $5,623 \cdot 10^{11}$ m². La superficie de este proyecto será mayor ya que, como se ha explicado anteriormente, los seguidores necesitan de una separación entre ellos para el correcto aprovechamiento de la energía solar. El ratio área con módulos frente a superficie total era del 32,23%, por lo que la superficie total del proyecto será la siguiente:

$$\frac{Superficie\ módulo}{ratio\ módulo/total} = \frac{5,623 \cdot 10^{11} m^2}{0,3223} = 1,745 \cdot 10^{12} m^2$$

Serían necesarios $1,745 \cdot 10^{12}$ m² ($1,745 \cdot 10^6$ km²) de superficie terrestre para poder cubrir el consumo de energía mundial mediante producción fotovoltaica. Realmente, una planta fotovoltaica necesita más superficies para ubicar centros de transformación, seguridad y casetillas de mantenimiento. Para este estudio preliminar, se desprecia la superficie ocupada por estos elementos ya que no van a alterar de manera significativa el resultado final.

El planeta Tierra tiene un total de $150,386 \cdot 10^6$ km² de superficie como tierra emergida. Por lo tanto, bastaría con ocupar el 1,16% de la superficie total del planeta para poder abastecer todo el consumo mundial de energía a partir de plantas fotovoltaicas.

Para hacernos una idea de cuánto territorio habría que llenar de parques fotovoltaicas, podemos hacer una equivalencia con el tamaño de España. Nuestro país tiene una superficie de 505 990 km², por lo que habría que utilizar una superficie igual a 3,45 veces nuestro territorio nacional para llevar a cabo este proyecto.

¿Es viable en términos de población? Sí. Según un estudio publicado por *The Global Human Settlements*

Layer (GHLS) [9], los 7 300 millones de personas que habitaban la Tierra en 2016 lo hacían en el 7,6% respecto al total de superficie de tierra del planeta. Por lo tanto, Hay un 92,4% de superficie no habitada. Se necesita solo el 1,16% de superficie del planeta para conseguir generar mediante fotovoltaica toda la energía consumida por la población mundial. Por lo que, en lo que se refiere a territorio para poder ubicar estas plantas, el proyecto es viable.

3.2 Conclusiones

Según lo expuesto anteriormente, se han llegado a estos resultados:

- Es posible el abastecimiento mundial de energía mediante generación fotovoltaica
- Sería necesario realizar parques fotovoltaicos que ocupen en 1,16% de la superficie de tierra del planeta
- Hay un 92,4% de superficie que no está habitada por personas, por lo que es posible ubicar las distintas plantas fotovoltaicas a lo largo del planeta.

3.3 Consideraciones

En primera instancia, este proyecto es viable. A partir de estos resultados, se podrían empezar a diseñar plantas alojadas en los distintos continentes. Ubicar todo el proyecto en un mismo punto geográfico no es recomendable debido a las pérdidas de energía que se originarían por el transporte. Por este motivo, lo más eficiente sería diseñar distintas plantas fotovoltaicas ubicadas en distintas partes del mundo para así reducir pérdidas por transporte mediante cable.

Para llevar este proyecto a cabo no basta con realizar el estudio expuesto en este apartado. En él, se ha querido mostrar que es posible abastecer a todo el planeta mediante energía generada por parques fotovoltaicos y que en el planeta existe superficie para poder ubicarlos. Después de esto, es necesario realizar muchos más estudios los cuales no son objeto de este proyecto.

Entre estos estudios, se encuentra analizar si el planeta dispone de los recursos suficientes para fabricar los materiales necesarios y si es viable económicamente. La tecnología fotovoltaica está avanzando de manera muy rápida y ya se disponen de módulos que alcanzan el 40% de aprovechamiento energético, más del doble del módulo planteado en este apartado (17%). Ahora, habría que analizar si es posible disponer de todos los módulos necesarios para poder completar este proyecto y si su coste económico y de contaminación al fabricarlo es rentable.

Un inconveniente que tiene la energía solar fotovoltaica es que no se genera de manera uniforme. El contraste más claro lo tenemos entre el día y la noche. Durante la noche, la producción de la planta es nula. A lo largo del día, la producción es variante, produciendo menos energía durante las primeras y últimas horas del día y llegando a su pico en las horas centrales del día. Este inconveniente se podría solucionar almacenando la energía en baterías o mediante otros tipos de aprovechamiento energético.

Una de las opciones para el almacenamiento sería utilizar la energía producida para elevar agua en una central hidroeléctrica mediante una turbina. Después, cuando fuera necesaria su uso para consumo, solamente habría que invertir el ciclo. En lugar de subir agua a un embalse, se aprovecharía la altura a la que se elevó previamente el agua para que, al realizar el sentido opuesto y descender, generase energía eléctrica según demanda.

En estos casos, habría que realizar el estudio de pérdidas energéticas en el proceso para saber cuánto más habría que ampliar la superficie de la planta para llegar a alcanzar el consumo mundial de energía.

Se ha realizado el estudio para abastecer al planeta solo con energía solar fotovoltaica, pero también se puede compaginar este tipo de generación con otras renovables. Se puede hacer un estudio similar repartiendo la demanda anual de energía entre distintas plantas de generación con renovables. Por ejemplo, una distribución que se podría hacer es repartir la producción entre estos cuatro tipos de renovables:

- Fotovoltaica: 25%
- Eólica: 25%
- Hidroeléctrica: 25%
- Biomasa: 25%

Para concluir. Es posible el abastecimiento mundial mediante energía solar fotovoltaica en primera instancia. Tras el cálculo general, hay que profundizar en el cálculo de las instalaciones, con todos los elementos que ello conlleva, para saber si es posible materializar el proyecto.

4 CONSUMO ELÉCTRICO ESPAÑA

Tras realizar una introducción de la energía solar y cómo poder aprovecharla, pasamos a comentar cómo está actualmente la situación del mercado energético español. Nos centraremos en la producción de energía eléctrica y en las distintas fuentes que disponemos en la actualidad para ello.

Según Red Eléctrica Española, en los últimos años (2016 – 2019), el consumo de energía eléctrica en nuestro país ha sido de unos 265 TWh/año. Este proviene de dos fuentes: generación renovable y no renovable. El consumo proveniente de generación renovable supone aproximadamente el 40% de la energía eléctrica consumida:

Año	Generación	Generación renovable		Generación no renovable	
	TWh	TWh	%	TWh	%
2016	261,84	101,09	38,61	160,74	61,39
2017	262,36	84,61	32,25	177,74	67,75
2018	260,98	100,34	38,45	160,63	61,55
2019	260,71	97,83	37,52	162,88	62,48

Tabla 2 Generación anual de energía.

A continuación, representamos los datos en forma de gráficos para tener una mayor visión de lo que representa cada uno de estos dos tipos de generación:

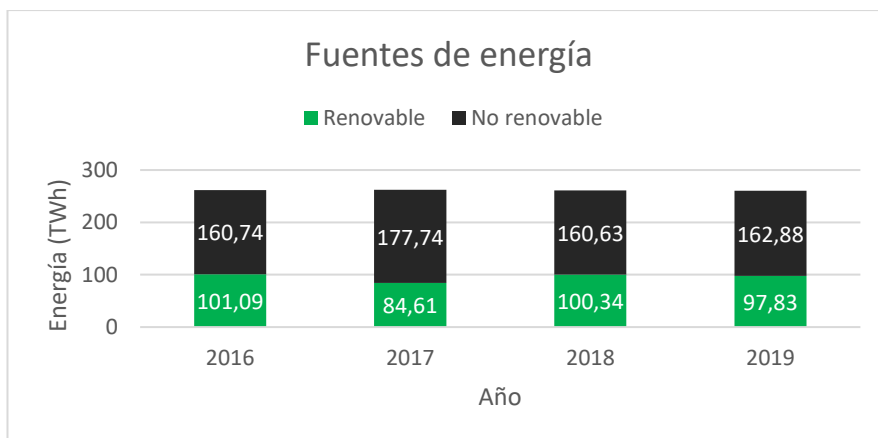


Ilustración 11: Distribución energía renovable-no renovable consumida en España (TWh).

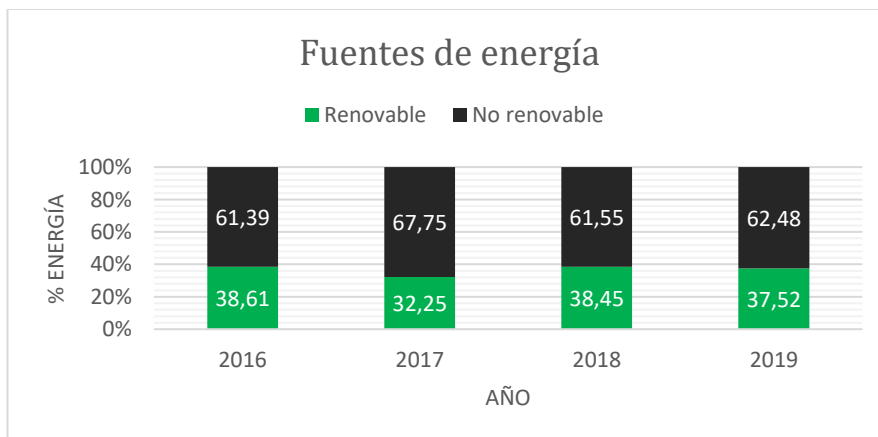


Ilustración 12: Distribución energía renovable-no renovable consumida en España (relación porcentual).

Dentro de la generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables, podemos diferenciar las siguientes categorías:

- Hidráulica
- Eólica
- Solar fotovoltaica
- Solar térmica
- Hidroeólica
- Otras
- Residuos renovables

En producción de energía, estos son los datos de los últimos 4 años:

<i>Tipos de fuentes</i>	<i>Energía generada (GWh)</i>			
	2016	2017	2018	2019
<i>Hidráulica</i>	36114,89	18450,62	34117,24	24695,17
<i>Eólica</i>	47696,66	47906,96	49581,49	54212,18
<i>Solar fotovoltaica</i>	7977,47	8397,75	7766,18	9222,56
<i>Solar térmica</i>	5071,20	5347,95	4424,33	5166,43
<i>Hidroeólica</i>	17,89	20,23	23,66	23,25
<i>Otras renovables</i>	3425,67	3610,35	3557,44	3616,24
<i>Residuos renovables</i>	785,40	877,01	874,08	889,81
<i>Total</i>	<i>101 089,17</i>	<i>84 610,87</i>	<i>100 344,41</i>	<i>97 825,64</i>

Tabla 3: Energía generada en España por las distintas fuentes de energía.

Como podemos observar en las gráficas que presentamos a continuación, aproximadamente la mitad de la producción renovable en España es a través de energía eólica. En términos porcentuales, 2017 fue el año en el que la energía eólica aportó al sistema eléctrico. En cambio, no fue el año en el que más se produjo. La producción de energía eléctrica ha ido aumentando a lo largo de los años, dando su mayor salto entre 2018 y 2019 con una subida de 4 630,69 GWh.

La producción de energía solar fotovoltaica, la cual es la presente en este proyecto, es la tercera energía renovable más importante actualmente en términos de producción. Su aporte a la red eléctrica supone el 10% de las renovables.

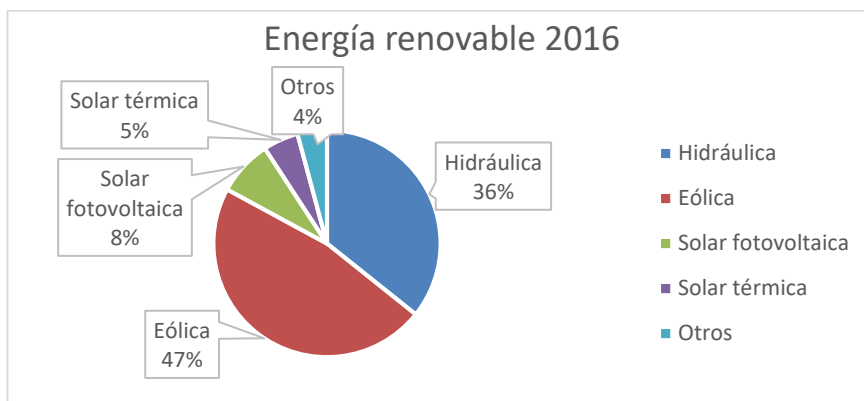


Ilustración 13: Distribución % energías renovables en España (2016).

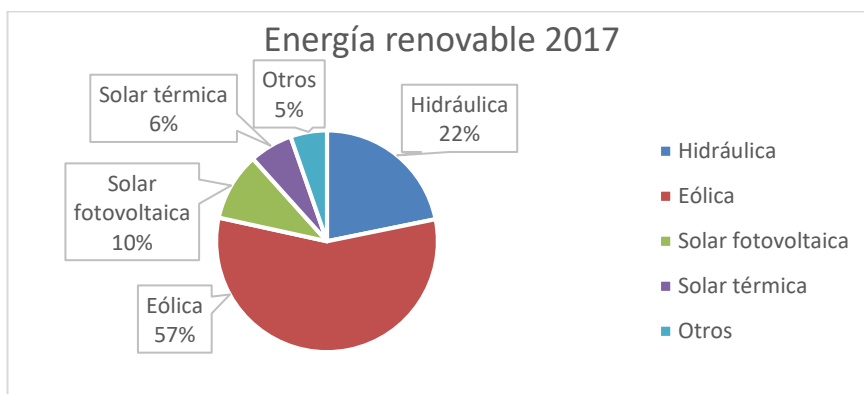


Ilustración 14: Distribución % energías renovables en España (2017).

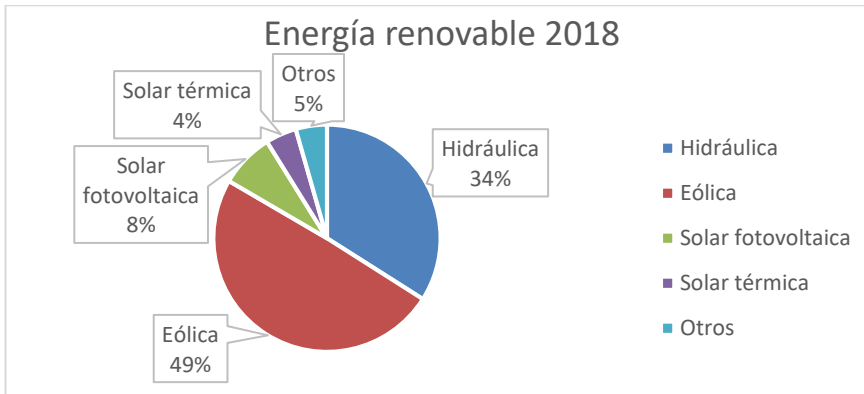


Ilustración 15: Distribución % energías renovables en España (2018).

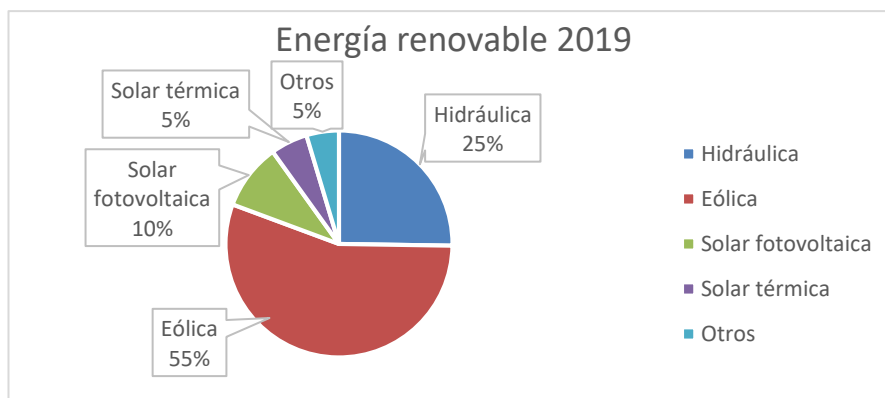


Ilustración 16: Distribución % energías renovables en España (2019).

La energía fotovoltaica tiene múltiples ventajas. Además de todas las referidas a que es una generación de tipo renovable, la fotovoltaica ofrece las siguientes ventajas:

- Costes de mantenimiento bajos comparados con otras energías limpias.
- Instalación muy sencilla.
- Rápida amortización de la inversión.
- Plantas fácilmente ampliables.
- No genera ruidos.

Por el contrario, los inconvenientes que ofrece son los siguientes:

- Producción de energía variable, dependiendo de las condiciones climatológicas del día.
- Solo generan energía durante el día.
- Requiere de grandes terrenos para las plantas.

Dada la clara apuesta por depender cada día menos de las energías no renovables, la fotovoltaica tiene un gran futuro por delante debido a que sus proyectos de ejecución no son de elevada complejidad y a todos los beneficios que ofrecen en términos de producción limpia de energía.

5 OBJETIVO DEL PROYECTO

Siguiendo la relación con lo expuesto en el apartado anterior respecto a las energías renovables, decidimos embarcarnos en un proyecto de generación de energía renovable. La idea planteada para este trabajo es la de cubrir toda la demanda de energía de una población a través de energía renovable. La elegida ha sido energía solar fotovoltaica.

En este proyecto se llevará a cabo el diseño de una planta fotovoltaica para abastecer el consumo de energía eléctrica del pueblo de La Rinconada (Sevilla, España) mediante generación de energía solar fotovoltaica. La planta que se realizará se encargará de generar la energía equivalente al consumo doméstico de todos los habitantes del término municipal.

Para ello, se realizará el diseño y la fabricación de un único parque fotovoltaico, el cual estará ubicado al este del municipio, en una zona rodeada principalmente por terrenos agrarios y alejada unos 5,5 km del núcleo de casas de San José de la Rinconada.

5.1 Descripción del pueblo

La Rinconada se encuentra en la zona norte de Sevilla. El núcleo urbano del pueblo está conectado a la capital principalmente por la carretera A-8009. Esta conexión tiene una longitud aproximada de unos 6 km.

Las principales características de su territorio son las siguientes:

La Rinconada

<i>Extensión superficial [km²]</i>	138,84
<i>Perímetro [m]</i>	66 005,89
<i>Distancia a la capital [km]</i>	11,9
<i>Altitud sobre el nivel del mar [m]</i>	11
<i>Coordenadas</i>	37.460775, -5.891104

Tabla 4: Datos descriptivos La Rinconada [10].

En lo referido a población, a fecha de 2018 había 38 406 personas censadas en La Rinconada, con una edad media de unos 38,9 años. Respecto a 2008, la población de este término municipal ha crecido un 9,43%.

Las personas habitan principalmente en dos zonas del término municipal: el pueblo La Rinconada y el barrio de San José de La Rinconada.

las especificaciones requeridas. En total, seleccionamos un total de 4 parcelas contiguas entre sí. Sus referencias catastrales son las siguientes:

-41081A015000150000DS

-41081A015001110000DE

-41081A015000190000DW

-41081A015000840000DU

La agrupación de estas parcelas tiene las siguientes coordenadas:

37.460775, -5.891104

Estas coordenadas se corresponden con lo siguiente:



Ilustración 18: Parcela seleccionada para ubicar el proyecto.

A continuación, mostramos una imagen tomada del catastro que contiene las cuatro parcelas que se han elegido para el proyecto.



Ilustración 19: Parcelas elegidas en el catastro.

La superficie seleccionada tiene un total de 181,85 ha como mostramos en esta imagen tomada de la sede catastral:



Ilustración 20: Medición de la superficie de la parcela en el catastro.

La superficie es más del doble de las aproximadamente 85 ha necesarias para la ejecución del proyecto, pero para cumplir con las especificaciones de dimensiones anteriormente comentadas necesitamos que la parcela tenga esta superficie.

Lo ideal habría sido encontrar una superficie que tuviese 800 metros de longitud en la dirección norte-sur y 1 000 metros en la dirección este-oeste, pero ninguna de las parcelas agrarias cumplía con este requerimiento.

Tras un exhaustivo análisis de las parcelas calificadas como agrarias en el término municipal de La Rinconada, la solución planteada es la mejor de las opciones que hemos barajado.

A continuación, se muestra como el terreno cumple con las dimensiones tanto en norte-sur como en este-oeste. Para el cálculo de las distancias, hemos tomado la línea de menor longitud en cada dirección (norte -sur y este – oeste).

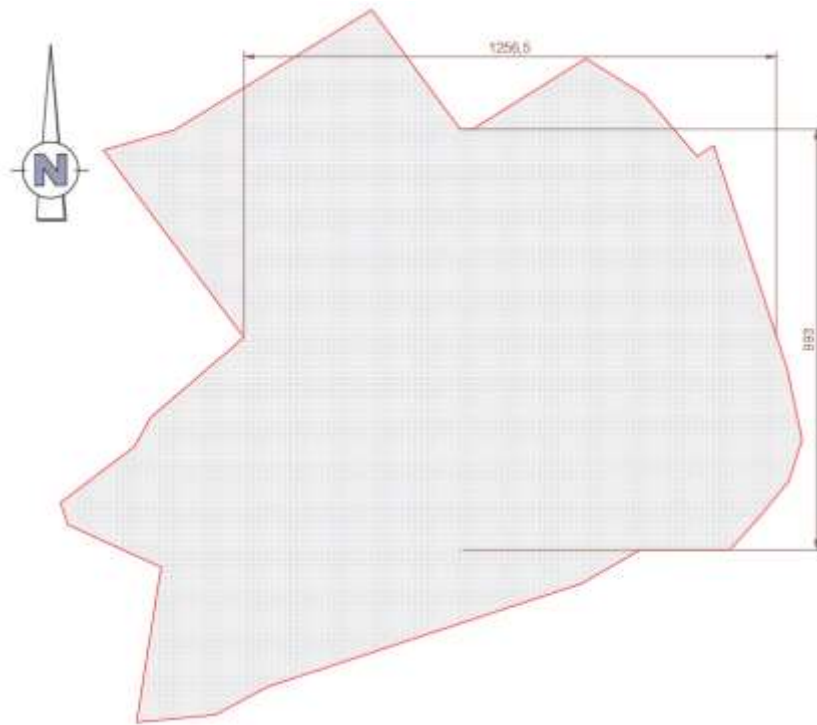


Ilustración 21: Comprobación de que la parcela cumple con las dimensiones.

<i>Dirección</i>	<i>Longitud requerida [m]</i>	<i>Longitud parcela [m]</i>
<i>Norte – Sur</i>	800	993
<i>Este – Oeste</i>	1 000	1 257

Tabla 5: Dimensiones mínimas para la parcela.

Por lo tanto, esta parcela cumple con las especificaciones necesarias para poder alojar la planta fotovoltaica que se va a diseñar en este proyecto.

Por último, hacemos referencia a la ubicación de la parcela elegida en relación con el núcleo urbano del término municipal. Como se comentó en la descripción del municipio, La Rinconada solo tiene concentración de población en dos zonas. En el pueblo de La Rinconada y en su barrio San José de la Rinconada. Aproximadamente, la planta fotovoltaica se ubicará a unos:

- 2 km de las edificaciones habitadas más cercanas.
- 3,5 km del parque tecnológico Aerópolis.
- 5,5 km del centro del barrio de San José de La Rinconada.
- 8,5 km del centro de La Rinconada.

6 ESTIMACIÓN INICIAL DE LA DIMENSIÓN DEL PROYECTO

Como se ha comentado en el apartado anterior, el motivo de este proyecto es abastecer energéticamente al pueblo de La Rinconada (Sevilla) mediante una planta fotovoltaica. El consumo que se quiere cubrir con este parque es el residencial. Según los datos del Instituto de Estadística y Cartografía de Andalucía, este pueblo consumió 56 274 MWh de energía eléctrica en 2017 [1]. Por lo tanto, será necesario que el proyecto proporcione, como mínimo, esta cifra. Para ello, se hará un estudio que constará de dos fases.

Fases:

1. Cálculo genérico para tener una primera estimación de los módulos que serán necesarios para poder conseguir el objetivo del proyecto. Es el que mostramos en este apartado.
2. Refinar el cálculo para tener una estimación más fiable mediante el programa PVSyst. Este programa realiza simulaciones sobre la capacidad de producción de una planta fotovoltaica. En él, se detallarán los módulos e inversores a usar en el proyecto, así como la disposición de los mismos y se obtendrá un valor fiable de la energía que podrá generar el parque fotovoltaico.

Este estudio en PVSyst ha de realizarse una vez tengamos clara cuál es la configuración que va a tener nuestra planta fotovoltaica.

Por lo tanto, el procedimiento que vamos a seguir es:

1. Estimar el número de módulos necesarios.
2. Elegir los equipos que van a componer nuestra planta fotovoltaica.
3. Diseñar una planta fotovoltaica a partir de esta estimación y con los equipos seleccionados para el parque. Configuramos todos los parámetros de la planta.
4. Llevar este diseño al programa PVSyst.
5. Si la simulación da una energía mayor o igual a la requerida, la damos por válida. Si no, volvemos al punto 3 y ampliamos las dimensiones de la planta. Se sigue esta iteración hasta que se consiga la producción deseada.

6.1 Estimación de módulos necesarios

Pasamos a realizar el cálculo del número de módulos que se requieren para cubrir la demanda deseada. Este nos servirá de partida para el sistema. Cabe destacar que en este cálculo no se tienen en cuenta varias pérdidas del sistema, por lo que el número de módulos necesarios será mayor del calculado aquí. Aun así, este número da una muy buena idea de cuál será la dimensión de la planta.

Según el mapa de irradiancia solar recibida en España [Ilustración 3], en Sevilla se reciben unos 5 kWh/m² al día. A partir de este dato, y suponiendo un rendimiento del módulo fotovoltaico de un 17%, podemos obtener la superficie de módulos que se requiere para cubrir la demanda de este proyecto.

Datos

- Consumo de energía eléctrica residencial la Rinconada año 2017: 56 274 MWh.
- Irradiancia solar diaria media en Sevilla: 5 kWh/m².
- Rendimiento aproximado módulo fotovoltaico: 17%.

$$\text{Superficie módulos} = \frac{\text{Energía demandada}}{\text{Energía solar}} \cdot \frac{1}{\text{rendimiento módulo}}$$

$$Superficie\ módulos = \frac{56\ 274\ 000\ kWh}{5\ \frac{kWh}{m^2} día \cdot 365\ \frac{días}{año}} \cdot \frac{1}{0,17} = 181\ 382,75\ m^2$$

De esta primera estimación se obtiene que el parque deberá tener una superficie en módulos de unos 181 382,75 m². Para este cálculo, podemos suponer que un módulo tiene una superficie de unos 2 m², por lo que el número de módulos fotovoltaicos requeridos para la planta será de unos 90 692 módulos. A partir de este cálculo inicial, se puede empezar a plantear la planta para entrar en el detalle de la distribución de la misma.

7 ELEMENTOS PRINCIPALES PARQUE FOTOVOLTAICO

Una planta solar fotovoltaica hace posible la conversión directa de energía solar en energía eléctrica aprovechando los recursos energéticos solares que se disponen en la zona donde se instalará el centro de producción. Una planta solar fotovoltaica está formada por un conjunto de componentes que garantizarán el buen funcionamiento y una elevada fiabilidad de suministro y durabilidad.

Estas plantas se diseñan siguiendo una configuración conocida como isla. Se diseñan varias islas, que pueden entenderse como pequeños proyectos -todos similares o iguales entre sí-, hasta conseguir la potencia requerida por diseño.

Para el correcto funcionamiento de una planta fotovoltaica, esta debe estar compuesta por los siguientes elementos, los cuales se definen en líneas generales para tener un concepto de por qué se requiere su instalación.



Ilustración 22: Planta fotovoltaica [11].

7.1 Módulos fotovoltaicos

El módulo fotovoltaico lo componen células dispuestas geométricamente. Estas se conectan en serie o paralelo hasta alcanzar los valores de tensión a circuito abierto y corriente de cortocircuito deseados. Al funcionar con corriente continua, es necesario la conexión mediante dos cables: uno para el polo negativo y otro para el positivo.

Aparte de las células y los circuitos eléctricos que los unen, los módulos están formados por:

- Marco de aluminio, cuya función es proporcionarle cierta rigidez mecánica.
- Junta, protección frente a agentes atmosféricos (humedad, salinidad, etc).
- Vidrio solar, normalmente templado.
- Encapsulado EVA, que le da protección frente a la humedad.
- TEDLAR, aislamiento eléctrico y sello contra humedad.

El módulo está caracterizado por sus curvas de rendimiento, las cuales, en función de la intensidad y la tensión de los mismos, se identifica el punto de máxima potencia, según condiciones estándares de funcionamiento (STC). Estas condiciones se definen con una irradiancia de $1,000 \text{ W/m}^2$ y una temperatura ambiente de 25°C .



Ilustración 23: Módulo fotovoltaico [12].

7.2 String (Serie)

Se le asigna este nombre a la conexión en serie de un número determinado de módulos. Para unir los distintos módulos de la string se utilizan cables buscando que se produzca la menor caída de tensión posible. Estos cables son de clase 2 (doble aislamiento).

El cableado que une a los módulos, y el de las string, suele ser de cobre. Suponen un mayor coste que los cables de aluminio, pero hace que tengan menos pérdidas.

El número de módulos conectados en serie viene determinado por el rango de tensiones de funcionamiento del inversor cuando opera a potencia máxima. Se conectan módulos en serie hasta alcanzar un valor de tensión dentro del intervalo que especifique el inversor.

Para determinar el número de módulos en cada string hay que tener en cuenta las tensiones de los módulos en su punto de máxima potencia (V_{pmm}), aplicando las correspondientes correcciones por temperatura.

7.3 Caja de conexiones

Es el circuito de conexión donde se agrupa la circuitería eléctrica que conectan las células solares dentro del panel fotovoltaico, para dar la salida a la corriente generada y poder conectarlos en serie con otros módulos formando las strings.

Suelen tener entre cuatro y seis circuitos, la mitad del polo positivo y la otra mitad del negativo, los cuales se agrupan en paralelo, dando salida a un circuito en corriente continua.

La caja de conexiones debe ser completamente estanca, IP 65, para asegurar el aislamiento frente a la humedad, al agua y al polvo que producen una progresiva degradación en los circuitos.

7.4 Conectores

Son los elementos que permiten la conexión de unos módulos fotovoltaicos con otros, permitiendo la formación de las strings. Los conectores son un elemento muy importante en la planta, ya de que su correcto funcionamiento depende parte de la eficiencia de la planta.

Los conectores deben estar perfectamente cerrados, no dejando resquicios que den lugar a la entrada de polvo y humedad en su interior, para evitar la degradación de los mismos, arcos eléctricos y que quemen el conector dando lugar a cortocircuitos.

7.5 Tracker (seguidor)

Los paneles fotovoltaicos se colocan sobre estructuras que constituyen el soporte de los mismos. Dichas estructuras se cimientan sobre apoyos generalmente hincados en el terreno.

Existen diversos tipos de seguidores, diferenciando principalmente entre fijos y móviles.



Ilustración 24: Tracker [13].

Las estructuras fijas no disponen de movilidad, estando siempre en la misma posición. Al contrario que las móviles, no pueden seguir el movimiento relativo con el sol, por lo que su aprovechamiento energético es menor. Estas son sus ventajas e inconvenientes:

Ventajas

- Menor coste de suministro.
- Montaje rápido y sencillo. Requiere menor mano de obra.
- Se adapta fácilmente a las pendientes del terreno.
- Versatilidad debido a sus amplias posibilidades de configuración. Al no ser móviles, no es necesario que cumplan con determinadas restricciones de movilidad.

Inconvenientes

- Menor producción de energía

Existen varias configuraciones de trackers móviles, los cuales pueden tener rotación en uno o dos ejes. Los más utilizados son los trackers con rotación de un eje, girando en torno a la dirección norte-sur para hacer un seguimiento este-oeste.

Ventajas

- Mayor generación frente a estructura fija.

Inconvenientes

- Necesidad de mayor superficie para su instalación.
- Requiere mantenimiento de motor y partes móviles.

Para los seguidores móviles, las pendientes del terreno han de ser bajas, idealmente iguales a cero. Esto es debido a que los seguidores necesitan una correcta alineación y unas cimentaciones homogéneas para que el movimiento del seguidor se pueda realizar sin inconvenientes.

En la configuración móvil, es corriente que se les incorpore la tecnología del backtracking. Con ella, lo que se busca es minimizar las sombras entre los paneles para obtener el máximo aprovechamiento de energía. Consiste en no darle el mismo ángulo de inclinación a todos los paneles, si no que cada uno tome el adecuado para aprovechar la máxima energía del sol y a la vez no mandar la menor sombra a sus paneles contiguos.

7.6 String box (caja de agrupación)

Las string boxes son cuadros eléctricos a los cuales se conectan en paralelo una cantidad determinada de strings para formar un solo circuito de salida. Este circuito se dirige hacia el inversor, que estará ubicado en el centro de transformación.

En la string box se incorporan las protecciones necesarias para el sistema, tales como fusibles, protección contra sobretensiones y elementos de maniobra. Este cuadro debe ser IP 65, debido a que está a la intemperie.



Ilustración 25: String box [14].

7.7 Inversor

El inversor es un dispositivo eléctrico que convierte corriente continua en corriente alterna a una determinada frecuencia mediante un puente IGBT, el cual produce pulsos secuenciales en la corriente continua que dan lugar a una onda de tipo senoidal, siendo esta la corriente alterna.

El inversor funciona mediante seguimiento del punto de máxima potencia en cada momento, de forma que optimiza los valores de entrada de intensidad y tensión en corriente continua. En su interior la llegada es en corriente continua, conectado a un interruptor, el cual es controlado por el inversor. Al detectar fallos de aislamiento mediante sistema de vigilancia de aislamiento a tierra en el circuito de continua, abre el circuito. También lleva asociado un sistema de protección a la salida de alterna el cual abre el circuito en caso de fallos o fluctuaciones en la línea.



Ilustración 26: Inversor [15].

Existen dos tipologías de instalación de inversores:

- Inversores en los centros de transformación: las string se conectan en paralelo en las string boxes. Dependiendo del proyecto, se conectan un número concreto de string box a cada inversor, el cual se ubica en el centro de transformación.
- String – inverter: al final de cada string se coloca un inversor. Estos son de pequeño tamaño y no requieren string box. La planta tendrá un mayor número de inversores si la comparamos con las que tienen los inversores ubicados en los centros de transformación.

Características:

- Eficiencia de hasta el 98,9%.
- El rango de tensiones a máxima potencia del inversor determina el número de módulos en serie de cada string.
- Tensión máxima: 1 000 – 1 500 V.
- Factor de potencia: $\sim 0,95$.

7.8 Centros de transformación

Están formados por los inversores (no estarían ubicados en el centro de transformación si se adopta una configuración de planta string – inverter), las protecciones para CC/CA, un transformador y los distintos elementos auxiliares necesarios tales como los cuadros. Dentro del centro de transformación hay distintas celdas donde se ubican los elementos de entrada, salida y las protecciones necesarias.



Ilustración 27: Centro de transformación [16].

7.9 Sistema de media tensión y red de conexiones

Los distintos centros de transformación se van uniendo en una misma rama, formando líneas de media tensión con una potencia determinada en función de la instalación. Este cableado del sistema de media tensión se suele enterrar en zanjas para conectar los distintos centros de transformación. En ellos, se realiza la unión del circuito en una celda de media tensión, las cuales se evacuarán posteriormente a la subestación correspondiente.

8 EQUIPOS SELECCIONADOS

A continuación, se detallarán las características de los equipos que se han seleccionado para la construcción del parque fotovoltaico que se ubicará en La Rinconada.

8.1 Módulo solar fotovoltaico

Para este proyecto se ha optado por módulos del fabricante Recom, empresa que tiene origen alemán. El elegido ha sido uno de tipo monocristalino de la serie Black Panther que proporciona una potencia de 340 Wp (Modelo RCM-340-6MA). Este módulo es de silicio monocristalino. Es manufacturado en la Unión Europea y proporciona una garantía de 15 años. Sus características son las siguientes:

<i>Parámetro</i> <i>(Condiciones STC)</i>	<i>RCM-340-6MA</i>
<i>Potencia máxima (Wp)</i>	340
<i>Voltaje a potencia máxima (V)</i>	38,2
<i>Corriente a potencia máxima (A)</i>	8,91
<i>Voltaje a circuito abierto (V)</i>	46,88
<i>Intensidad de cortocircuito (A)</i>	9,42
<i>Dimensiones (mm)</i>	1956×992×40
<i>Rendimiento (%)</i>	17,52
<i>Rango de temperaturas de operación (°C)</i>	-40 ÷ 85
<i>Tensión máxima del sistema (V)</i>	1500
<i>Tipo de célula</i>	Silicio monocristalino
<i>Peso (kg)</i>	24
<i>Nº de unidades</i>	115 200

Tabla 6: Características módulo fotovoltaico.

El fabricante da una tolerancia positiva de +1,47% para la potencia. Da una garantía de rendimiento lineal. Pasados 25 años, dan garantía de suministrar una potencia igual al 81,4% respecto al primer año de funcionamiento. Cada módulo dispone de un total de 72 células, distribuidas de la forma 6x12.

Este módulo tiene una admite una tensión máxima del sistema de 1500 V. Por lo que existe la posibilidad de colocar hasta 32 módulos en serie. En este proyecto, colocaremos un total de 30 módulos por cada string, por lo que con este modelo cumplimos con esta especificación.

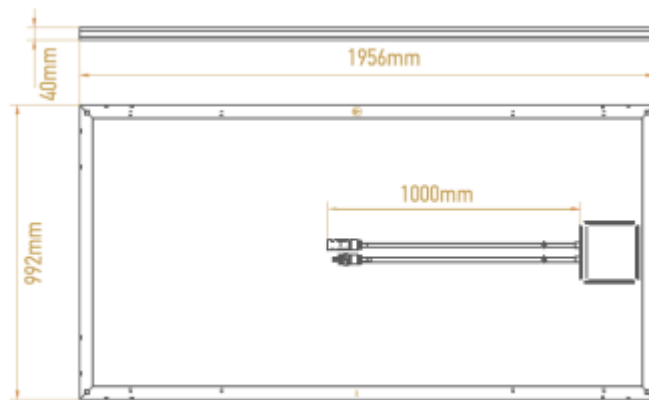


Ilustración 28: Módulo RCM-340-6MA.

Para las plantas fotovoltaicas se pueden usar distintos tipos de modelos de módulos. En muchos de los parques se da la situación de que hay diversidad de módulos. Pueden ser similares o no. Lo lógico es que sean todos similares entre sí, al menos, dentro de la misma isla. En diferentes islas sí se puede dar el caso de módulos bastante distintos en cuanto a producción de potencia. En caso de haber variedad de módulos, lo normal es encontrarnos con módulos que varíen entre 5 y 10 W la potencia producida.

También podemos encontrar diferencias entre los módulos en su configuración cristalina del silicio. En una misma planta, y dentro de la misma isla, se puede dar el caso de tener módulos monocristalinos y policristalinos.

Por facilidades de diseño, hemos optado por tener un único módulo para toda la planta que vamos a diseñar.

8.2 String box

Los módulos se agruparán en serie formando cadenas de 30 módulos. La función de la string box es unir una cantidad determinada de strings en paralelo. De este modo, a este equipo entran un cierto número de conexiones, que depende de la configuración que se haga de la planta, y solo sale un cableado para conectar la string box con el inversor. En este punto, seguimos operando en corriente continua, por lo que necesitamos un cable para el polo positivo y otro para el negativo.

Como comentaremos más adelante en la configuración del proyecto, se ha optado por llevar 20 strings a cada string box. Buscamos para ello un modelo en el mercado que tenga un mínimo de 20 entradas.

Optamos por uno que fabrica la marca española Ingeteam. El modelo por el que se ha optado para este proyecto es StringBox M 20B. Tiene las siguientes especificaciones:

<i>Modelo</i>	<i>StringBox M 20B</i>
<i>Máximo número de entradas</i>	20
<i>Máxima corriente por entrada (A)</i>	12
<i>Número de fusibles</i>	40
<i>Máximo voltaje de entrada (Vcc)</i>	1500
<i>Ratio de protección</i>	IP65
<i>Tamaño W x H x D (mm)</i>	1250 x 750 x 320
<i>Peso (kg)</i>	51
<i>Número de unidades</i>	192

Tabla 7: Características String box.

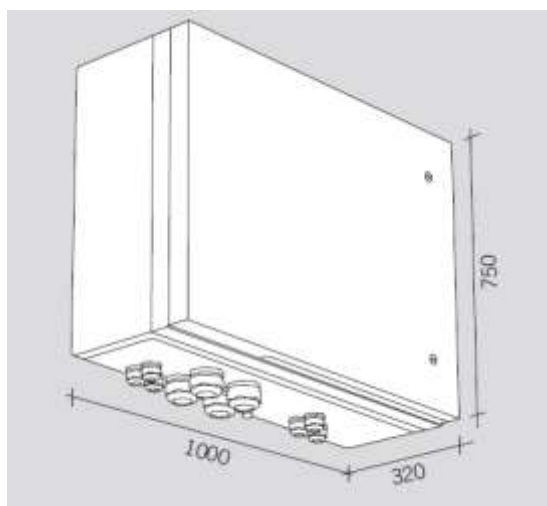


Ilustración 29: Dimensiones StringBox M 20B.

La sección del cable para llevar conectar cada string con la string box será de 6 mm². El cable será de cobre. Para conectar las string boxes con los inversores se utilizará un cable de aluminio.

Cada string box tendrá:

- Protección: fusible de 20 A para proteger cada string.
- Equipos para proteger frente a descargas y tensiones atmosféricas.
- Dispositivos de desconexión en carga para facilitar las tareas de mantenimiento y evitar accidentes.
- Grado de protección: IP 65.

8.3 Inversor solar fotovoltaico

Para la conversión de electricidad de corriente continua a alterna se ha optado por inversores que disponen de todos los elementos necesarios para adaptar la corriente continua de los paneles a la tensión y frecuencia del punto de conexión.

Hemos optado por un inversor del fabricante español Ingeteam. El modelo seleccionado es Ingecon Sun 1560TL B600.

Uno de los parámetros necesarios es que el voltaje máximo de entrada del inversor sea mayor que el máximo voltaje que llegue a tener la string. En nuestro caso, el máximo es 1406,4 V. El módulo admite una cadena en serie de hasta 1500 V, por lo que buscamos un inversor que proporcione con estas características.

Otro de los parámetros a considerar es la potencia máxima de entrada al inversor. Según la configuración del proyecto, a cada inversor llega una potencia máxima de 1632,0 kWp. Para ello, elegimos un inversor que tenga esta potencia dentro de su rango de trabajo. El seleccionado trabaja entre los 1 543 y los 2 027 kWp, por lo que cumple con la restricción.

En nuestra planta, cada centro de transformación tendrá 4 inversores. Cada inversor estará conectado a un total de 4800 módulos, o lo que es lo mismo, a cada inversor le llegará la conexión de 8 string boxes.

<i>Modelo</i>	<i>Ingecon Sun 1560TL B600</i>
<i>Voltaje de entrada MPPT (Vcc)</i>	868 – 1 300
<i>Voltaje máximo de entrada (Vcc)</i>	1 500
<i>Corriente máxima de entrada (A)</i>	1 850
<i>Protección de entrada</i>	Fusibles 500 A
<i>Potencia de salida 25° C (kVA)</i>	1 403
<i>Factor de potencia</i>	1
<i>Frecuencia (Hz)</i>	50/60
<i>Voltaje de salida (Vca)</i>	650
<i>Corriente máxima salida (A)</i>	1 325
<i>Protección de salida</i>	Interruptor automático
<i>Eficiencia (%)</i>	98,9
<i>Nº de unidades</i>	24

Ilustración 30: Característica inversor.



Ilustración 31: Inversor Ingecon Sun 1560TL B600.

8.4 Tracker (seguidor solar)

Hemos seleccionado un tracker, también conocido como seguidor solar, que es horizontal con seguimiento a un eje. Se alinea en dirección norte sur y tiene un giro de $\pm 55^\circ$ en este/oeste. En cada tracker se colocan un total de 60 módulos, distribuidos en 3x20.

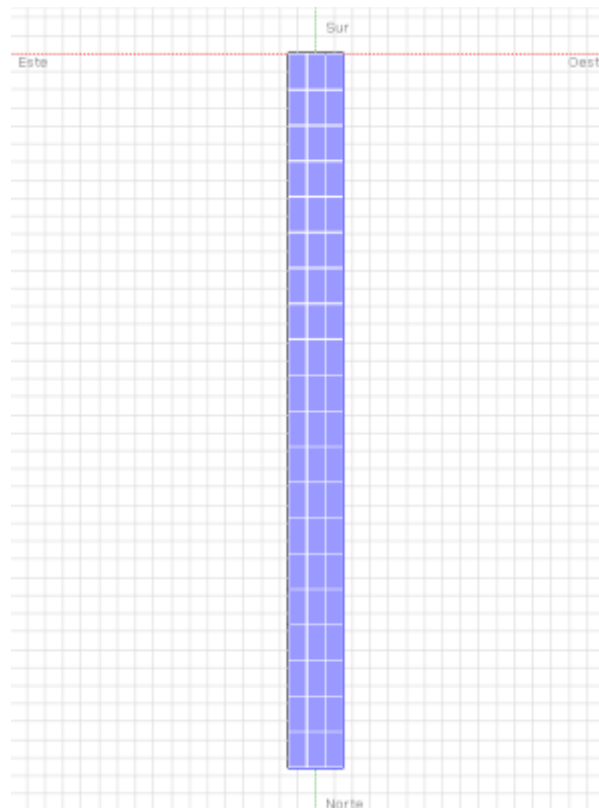


Ilustración 32: Distribución módulos en el tracker.

La marca seleccionada para el tracker es Axial. Los seguidores se han diseñado para tener una cimentación mediante pilotes con un hincado directo. Las principales características del tracker son las siguientes:

<i>Tracker</i>	<i>Axial Tracker</i>
<i>Suministro de potencia</i>	Autoconsumo / Consumo de red
<i>Comunicación</i>	Por cable
<i>Disposición de módulos en cada tracker</i>	3x20
<i>Configuración del módulo (vertical / horizontal)</i>	Horizontal
<i>Acimut de los módulos [°]</i>	0°
<i>Inclinación de los módulos [°]</i>	±55° E/O
<i>Pendiente de la tierra</i>	Considerada como plana
<i>Longitud total de la estructura [m]</i>	39,45
<i>Ancho total de la estructura [m]</i>	3,00
<i>Número de tracker por CT</i>	320
<i>Número total de trackers en la planta</i>	1920

Ilustración 33: Características tracker.

9 CONFIGURACIÓN DEL PARQUE

Una vez que hemos expuesto los principales equipos que componen una planta fotovoltaica y los que hemos seleccionado para la nuestra, pasamos a explicar cómo la vamos a configurar. Este apartado está totalmente complementado con el de explicación de los equipos seleccionados. Cada uno depende del otro y los dos en realidad se desarrollan a la vez.

Sin tener unos equipos seleccionados no podemos configurar el parque, pero si no se tiene una idea de cómo va a estar configurado el parque no podemos seleccionar los equipos. En multitud de ocasiones en los proyectos, las especificaciones del módulo y de otros equipos vienen impuestas por el cliente y la empresa encargada de realizar el proyecto se encarga de configurar el parque con los elementos suministrados.

En este caso, hemos elegido nosotros los equipos teniendo previamente una visión general de cuál queríamos que fuese el alcance de nuestro proyecto.

Partimos de la base de que queremos tener un mínimo de producción de energía de 56 274 MWh al año. Como se comentó en el apartado 5. *Objetivo del proyecto*, este dato corresponde con el consumo de energía eléctrica en La Rinconada en 2017.

Para ello, con los equipos seleccionados dimensionamos la planta hasta alcanzar un valor superior al deseado. Una vez realizada esta configuración, utilizaremos un programa de simulación de producción energética para saber de una manera más certera cuánta energía es esperable que produzca nuestra planta.

9.1 Aspectos a tener en cuenta para la configuración

La división del parque en islas la determinan los centros de transformación. Todos los módulos fotovoltaicos que se conectan a un mismo centro de transformación componen una isla. Para este proyecto, hemos optado por la siguiente configuración:

9.1.1 Módulos

Para el diseño de la planta, partimos de la cantidad de módulos que queremos conectar en serie. Los módulos admiten hasta un cierto rango óptimo de conexión en serie. Para el modelo elegido, este está comprendido entre los 27 y los 30. Optamos por colocar 30 módulos en serie.

9.1.2 String – String Box

Conectaremos un total de 30 módulos en serie (340 Wp/módulo). A cada string box le llegarán un total de 20 strings, por lo que la potencia que recibirá cada string box es de 204,00 kWp. Se opta por un total de 20 string por string box porque en cada isla tenemos 80 string, y con esta agrupación podemos hacer llegar a cada uno de los cuatro inversores 20 string boxes. Hay proyectos que disponen de distintos tipos de string box, agrupando en ellos un número concreto de strings. Por facilidades de diseño, hemos optado por conectar el mismo número de strings en todas las string boxes.

9.1.3 Tracker

El seguidor seleccionado permite colocar hasta 60 módulos en él, por lo que en cada uno de ellos tendremos un total de 2 strings completas. Se configurará de forma que los 30 módulos de cada string estén en disposición 3 x 10 (3 a lo ancho y 10 a lo largo).

9.1.4 Inversor

A cada inversor se conectarán 8 string box, por lo que tendrán una potencia máxima de entrada de 1 632,0 kWp. Cada inversor tiene una potencia máxima de salida de 1 403, 00 kWp. Dispondremos de 4 inversores por cada centro de transformación.

9.1.5 Centro de transformación

Como en cada centro de transformación tenemos 4 inversores, la potencia total máxima que llegará a cada centro de transformación es 5 612,00 kWp. Esta es la potencia que suministra cada isla. Colocaremos tantas islas como deseemos. En nuestro caso, hemos elegido colocar un total de 6 para alcanzar una potencia máxima de 33 672 kWp de producción de potencia. Con este valor, como veremos en la simulación realizada en PVSyst, alcanzamos el valor mínimo de energía necesario para cumplir con los requisitos del proyecto.

9.2 Información general

Según el cálculo que hicimos en el apartado 6.1 *Estimación de módulos necesarios*, para alcanzar la producción de energía necesaria se necesitan aproximadamente 91 000 módulos fotovoltaicos. Tras realizar el diseño de la planta, el resultado ha sido que colocaremos 115 200. Es un número mayor al necesario, pero, como se explicará posteriormente, también producimos más energía de la que requiere el pueblo.

A continuación, presentamos las tablas de la configuración que tendrá nuestro parque fotovoltaico.

En primer lugar, presentamos de forma esquemática todas las especificaciones básicas que va a tener este proyecto, diferenciando por equipos.

Información general	
<i>Proyecto</i>	Planta FV La Rinconada
<i>Localización</i>	La Rinconada, Sevilla (Andalucía, España)
<i>Potencia total (Entrada inductor CC / Salida inductor CA) [MW]</i>	Condiciones STC/factor de potencia=1 39,168 MWp (CC) 33,672 MWca (CA)
<i>DC/CA ratio (Wp/Wca) [%]</i>	Condiciones STC/factor de potencia=1 116,32%
<i>Coordenadas</i>	Latitud: 37.460775 Longitud: -5.891104
<i>Área de la instalación [ha]</i>	81

Tabla 8: Información general parque fotovoltaico.

Módulo fotovoltaico	
<i>Fabricante</i>	Recom
<i>Modelo</i>	RCM-340-6MA
<i>Potencia [Wp]</i>	340
<i>Número total de módulos en la planta</i>	115 200

Tabla 9: Información módulo.

String	
<i>Módulos en serie por string</i>	30
<i>Número de strings por string box</i>	20
<i>Número de strings por CT</i>	640
<i>Número total de string en la planta</i>	3 840

Tabla 10: Información String.

String box (SB)

<i>Fabricante</i>	Ingeteam
<i>Modelo</i>	StringBox M 20B
<i>Número de entradas por SB</i>	20
<i>Número de SB por CT</i>	32
<i>Número total de SB en la planta</i>	192 de 20 entradas

Tabla 11: Información string box.

Tracker

<i>Fabricante</i>	Axial
<i>Modelo</i>	Axial Tracker
<i>Suministro de potencia</i>	Autoconsumo / Consumo de red
<i>Comunicación</i>	Por cable
<i>Disposición de módulos en cada tracker</i>	3x20
<i>Configuración del módulo (vertical / horizontal)</i>	Horizontal
<i>Azimut de los módulos [°]</i>	0°
<i>Inclinación de los módulos [°]</i>	±55° E/O
<i>Pendiente de la tierra</i>	Considerada como plana
<i>Longitud total de la estructura [m]</i>	39,45
<i>Ancho total de la estructura [m]</i>	3,00
<i>Número de tracker por CT</i>	320
<i>Número total de trackers en la planta</i>	1 920

Tabla 12: Información tracker.

Inversor

<i>Fabricante</i>	Ingeteam
<i>Modelo</i>	Ingecon Sun 1560TL B600
<i>Número de inversores por CT</i>	4
<i>Número total de inversores en la planta</i>	16
<i>Número de inversores / trackers (strings)</i>	1 inversor / 20 tracker (160 strings)

Tabla 13: Información inversor.

Una vez planteado de forma genérica qué se ha seleccionado y cuántos equipos van a ser necesarios, pasamos a hacer un análisis genérico de la planta. Posteriormente, nos centraremos en una isla para comentar más detalles.

9.3 Configuración general

El punto más importante de esta visión general es la producción de potencia del parque. El que hemos diseñado para La Rinconada tiene una potencia pico de 39,168 MW en corriente continua.

A continuación, mostramos una tabla con las principales características del parque fotovoltaico:

Potencia				String Box (SB)		
Factor de potencia	Potencia entrada (kWp)	Potencia salida (kWp)	Ratio CC/CA	Ud.	Entradas por SB	Potencia por SB (kWp)
1,00	39 168,00	33 672,00	116,32%	192	20	204,00

Strings	Módulos					Trackers
Ud.	Ud.	Modelo	Potencia (Wp)	Módulos por string	Módulos por tracker	Ud.
3 840	115200	RCM-340-6MA	340	30	60	1 920

Tabla 14: Principales características parque fotovoltaico.

Estos son los parámetros generales de la planta, pero, como ya se ha comentado anteriormente, el diseño en el que nos centramos es en el de una isla y construimos las islas necesarias hasta llegar a la producción esperada.

9.4 Configuración por isla

Para alcanzar esta potencia, son necesario un total de seis islas. Todas son exactamente iguales, dando cada una de ellas una potencia máxima de 6,528 MW en corriente continua. A continuación, presentamos cómo hemos decidido que será la configuración de la isla:

Referencia	Inversores				String Box (SB)			Strings
	Potencia entrada (kWp)	Potencia salida (kWp)	Ratio CC/CA	Potencia (kWp)	Ud.	Entradas por SB	Potencia por SB (kWp)	Ud.
Inversor 2.1	1 632,00	1 403,00	116,3%	1 632,00	8	20	204,00	160
Inversor 2.2	1 632,00	1 403,00	116,3%	1 632,00	8	20	204,00	160
Inversor 2.3	1 632,00	1 403,00	116,3%	1 632,00	8	20	204,00	160
Inversor 2.4	1 632,00	1 403,00	116,3%	1 632,00	8	20	204,00	160
Total	6 528,00	5 612,00	116,3%	6 528,00	32			640

Tabla 15: Configuración string boxes y strings por inversor.

<i>Inversores</i>	<i>Módulos</i>					<i>Trackers</i>
<i>Referencia</i>	Ud.	Modelo	Potencia (Wp)	Módulos por String	Módulos por Tracker	Ud.
<i>Inversor 2.1</i>	4.800	RCM-340-6MA	340	30	60	80
<i>Inversor 2.2</i>	4.800	RCM-340-6MA	340	30	60	80
<i>Inversor 2.3</i>	4.800	RCM-340-6MA	340	30	60	80
<i>Inversor 2.4</i>	4.800	RCM-340-6MA	340	30	60	80
Total	19.200					320

Tabla 16: Configuración módulos y trac

En estas dos tablas ponemos de manifiesto todo lo comentado en el apartado de aspectos a tener en cuenta para la configuración del parque.

Ahora, pasamos a mostrar cómo disponemos esta configuración de islas en el terreno. En primer lugar, presentamos la vista genérica del proyecto ubicado en la parcela seleccionada.



Ilustración 34: Ubicación planta en la parcela seleccionada.

Como el proyecto se compone de seis islas idénticas, pasamos a mostrar el detalle de la configuración de una de ellas. La imagen mostrada a continuación representa todos los trackers de una misma isla.

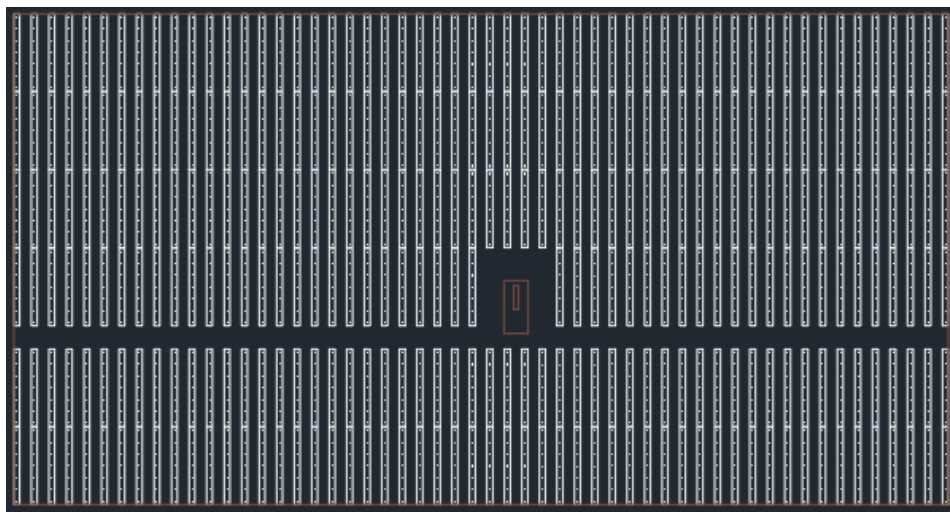


Ilustración 35: Distribución tracker por isla.

Se ha optado por colocar un total de 6 filas de trackers. En el centro de la isla se ha colocado el centro de transformación. Se coloca en este lugar para que los cables procedentes de las string boxes recorran la menor longitud posible. Con ello, las pérdidas que se producen en el sistema son las mínimas posibles.

En cada isla disponemos de 4 inversores. A cada uno de ellos llega la potencia generada por 4 800 módulos. La distribución de módulos por inversor que se ha realizado para esta planta es la siguiente:

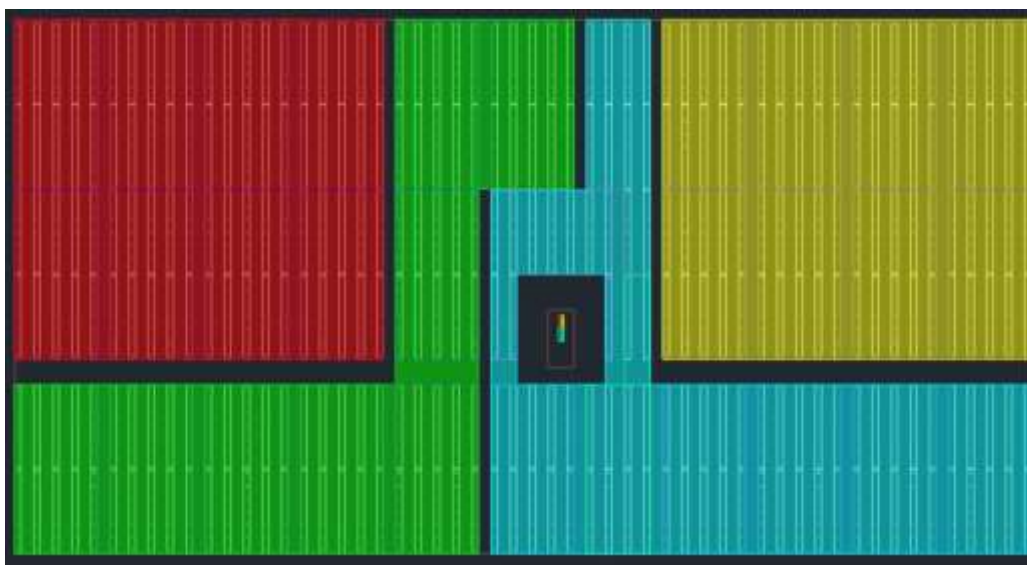


Ilustración 36: Distribución módulos correspondientes a cada inversor.

Cada color representa a los módulos de un mismo inversor.

Según la configuración del parque, a cada inversor se conectan 8 string boxes. A cada string box se conectan 20 strings. Para no disponer de una gran variedad de tipos de string boxes, es interesante que la mayoría de ellas tengan la misma distribución.

Por lo tanto, lo mejor es buscar un bloque patrón común dentro de la isla donde tengamos 20 strings y repetir este patrón tantas veces como sea posible. Tener un único patrón, o los mínimos posibles, es lo mejor en términos de configurar el cableado dentro de cada string box. Para plantas pequeñas es algo poco relevante, pero para plantas grandes, como es este caso, es vital tener una distribución lo más similar posible.

Como en cada tracker tenemos 2 strings, buscamos un patrón de 10 trackers para agrupar las 20 strings necesarias. Tras analizar la isla, llegamos a la conclusión de que el siguiente patrón es adecuado para la configuración que dispone la isla. Lo llamaremos “String Box Tipo 1”:

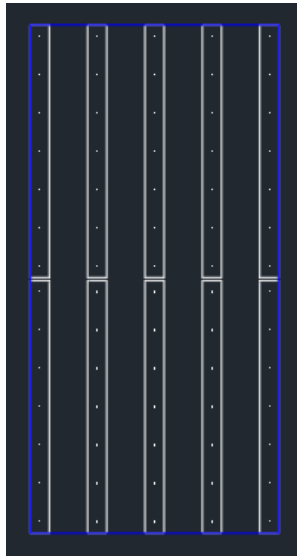


Ilustración 37: String box tipo 1.

Este patrón consta de 2 filas de trackers, en las que se ubican 5 trackers en cada una de ellas. En cada isla tenemos un total de 32 string boxes. Este patrón, como mostramos a continuación, se repite un total de 29 veces por isla:

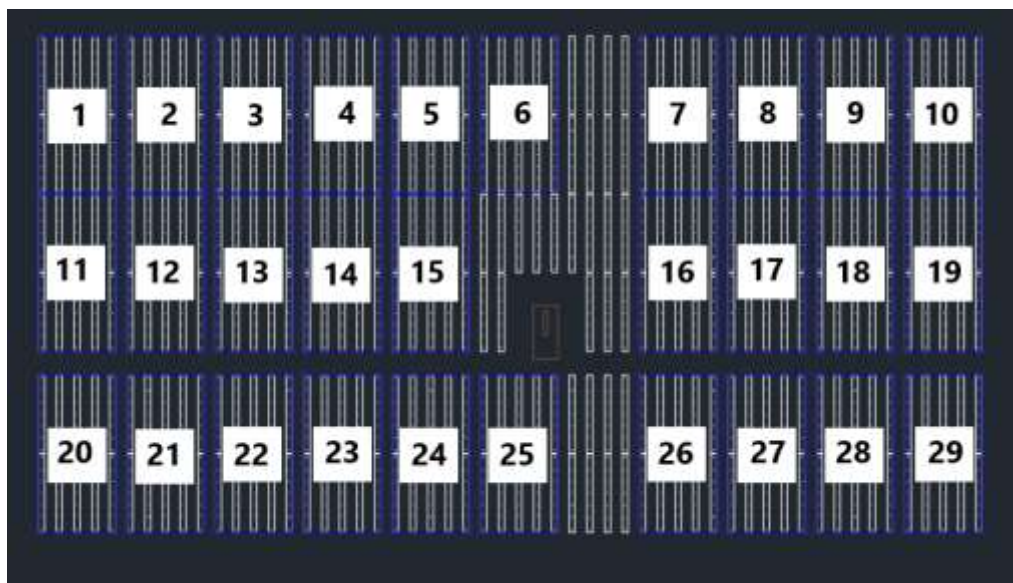


Ilustración 38: Distribución string boxes tipo 1 por isla.

Tener casi la totalidad de la isla con la misma configuración de string box nos va a facilitar mucho los cálculos para el dimensionado de los cables. Colocaremos la caja "string box" en el centro de cada configuración, para así tener una distancia muy similar entre cada string y la string box.

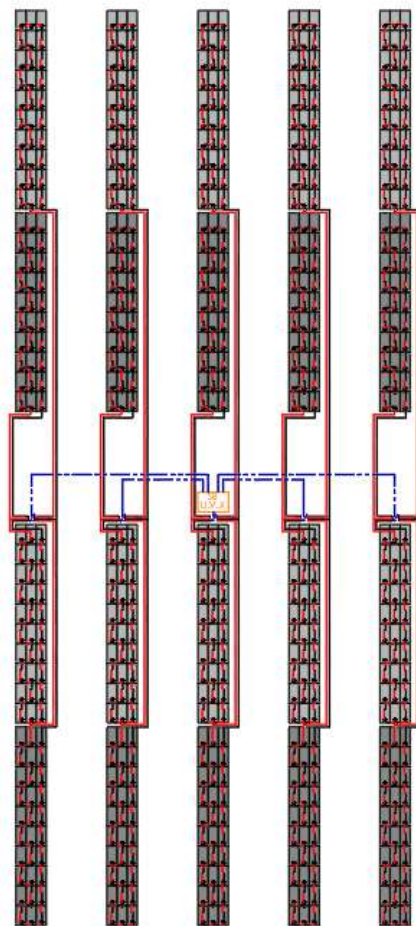


Ilustración 39: Detalle string box tipo 1.

En la imagen que acabamos de mostrar, la string box se corresponde con el cuadro naranja. A ella, llegan los cables positivo (rojo) y negativo (negro) de cada una de las strings. La zona mostrada en azul se corresponde con el enterramiento de los cables.

Nos faltan configurar 3 string boxes más para alcanzar las 32 de que tiene cada isla. Se ha optado por diseñar estos tres tipos:

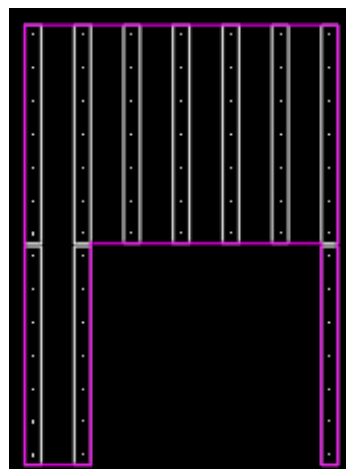
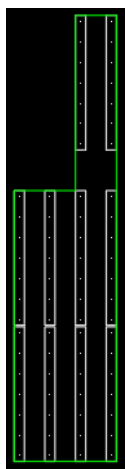
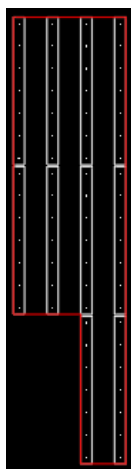


Ilustración 40: String box tipo 2. Ilustración 41: String box tipo 3. Ilustración 42: String box tipo 4.

Dentro de la isla tienen la siguiente ubicación:

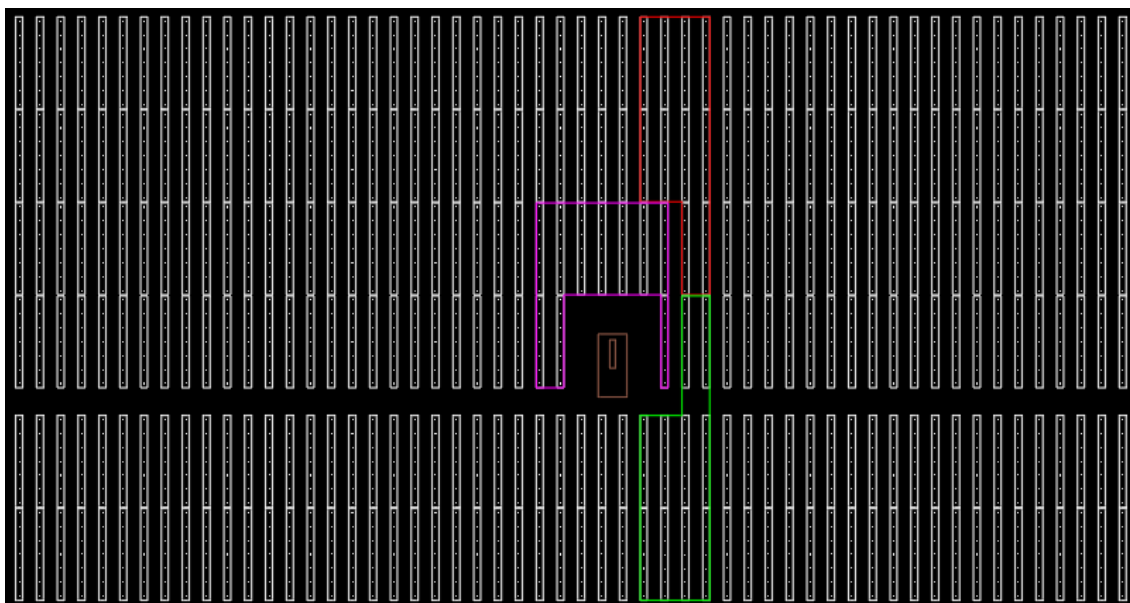


Ilustración 43: Distribución string boxes tipo 2, 3 y 4 dentro de la isla.

Por lo tanto, una vez definidas estas tres string boxes que nos permiten completar la distribución de toda la isla, obtenemos la siguiente configuración:

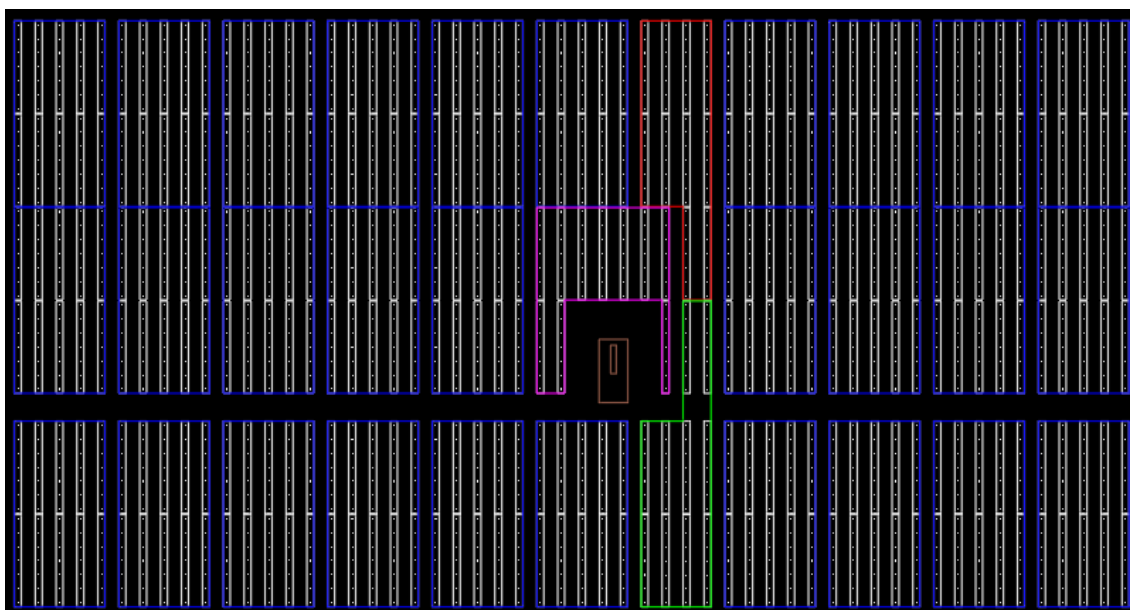


Ilustración 44: Distribución string boxes por isla.

Ahora ya tenemos todos los parámetros necesarios para poder hacer el cálculo de los cables necesarios para este proyecto. Estos cálculos los presentaremos en el apartado 11. *Cálculo cableado*.

10 ESTUDIO PRODUCCIÓN ENERGÉTICA MEDIANTE PVSyst

Para estimar la energía que producirá nuestra planta fotovoltaica hacemos uso de un programa de simulación de parques fotovoltaicos. El elegido ha sido PVSyst. Esta aplicación de análisis de sistemas fotovoltaicos permite hacer estudios profundos sobre la producción energética que puede alcanzar una planta.

El programa es un software para PC elaborado para el estudio, dimensionado y análisis completo de datos para sistemas fotovoltaicos. Trabaja con proyectos fotovoltaicos conectados a la red, aislados, de bombeo y red de corriente continua.

Ha sido desarrollado por el Grupo de Energía del Instituto de las Ciencias del Medioambiente de la Universidad de Génova. Para el estudio, hemos usado la versión de prueba PVSyst V6.87.

Tiene la capacidad de acceder a bases de datos muy amplias con registros meteorológicos de una gran cantidad de ubicaciones, entre las que se encuentra la seleccionada para nuestro proyecto. Con estos datos, el análisis energético será más preciso, ya que dispondremos de las especificaciones reales del lugar.

Además, también dispone de una inmensa base de datos con las características de módulos e inversores, entre los que se encuentran los seleccionados para nuestro proyecto.

A continuación, mostramos cómo hemos realizado este estudio y los resultados obtenidos en él.

10.1 Simulación en PVSyst

En primer lugar, es necesario definir la ubicación del proyecto. Importamos los datos de Meteonorm 7.2 en PVSyst para disponer de la meteorología de La Rinconada. Esta base de datos nos proporciona la siguiente información:

Sitio La Rinconada (España)						
Origen de datos: Meteonorm 7.2 (1996-2010), Sat=100%						
	Irradiación global horizontal	Irradiación difusa horizontal	Temperatura	Velocidad del Viento	Linke Turbidity	Relative Humidity
	kWh/m ² .mes	kWh/m ² .mes	°C	m/s	[-]	%
Enero	87.0	26.2	11.3	2.39	2.723	73.4
Febrero	92.8	36.7	13.2	2.59	2.948	69.0
Marzo	151.1	49.5	16.1	2.79	3.091	64.0
Abril	168.9	63.7	17.8	3.09	3.160	60.4
Mayo	223.9	69.3	22.2	2.79	3.360	53.2
Junio	230.4	68.3	26.6	2.89	3.546	49.4
Julio	245.5	56.5	28.8	2.80	3.546	44.9
Agosto	209.8	66.8	28.7	2.69	3.606	47.8
Septiembre	161.3	53.2	24.7	2.49	3.486	56.7
Octubre	125.0	42.5	20.9	2.40	3.091	65.1
Noviembre	89.2	27.7	14.9	2.40	2.723	70.3
Diciembre	72.9	24.7	12.0	2.59	2.644	76.5
Año	1857.8	585.1	19.8	2.7	3.160	60.9
Irradiación global horizontal variabilidad de un año al otro 2.6%						

Ilustración 45: Datos meteorológicos La Rinconada en PVSyst.

A partir de ella, el programa calculará la energía que podremos producir ubicando nuestra planta dentro del

término municipal de La Rinconada.

Ahora, pasamos a configurar los parámetros de entrada del sistema. Una vez dados, el programa se encargará de realizar la simulación. Estos parámetros se dividen entre principales y opcionales.

10.1.1 Parámetros principales

1. Orientación: en este apartado le especificamos al programa el tipo de tracker que vamos a colocar. El elegido para este proyecto ha sido un seguidor a un eje. El eje se colocará siguiendo la dirección norte – sur y tendrá una rotación comprendida entre los -55° y los 55° .

Ilustración 46: Configuración orientación tracker en PVSyst.

Nuestro sistema dispondrá de backtracking. Esto es una tecnología a través de la cual se combina el movimiento de los distintos trackers para que entre ellos exista la menor sombra posible. Por lo tanto, no girarán todos a la vez, si no que cada uno lo hará de tal forma que de la menor sombra posible a sus trackers contiguos.

2.Sistema: esta es la sección del programa donde definimos todos los parámetros que detallamos en el apartado “Configuración del parque”.

Primeramente, le proporcionamos el dato de que nuestro parque tendrá un total de 6 islas.

Después, se pasa a dimensionar cada una de las seis islas. En nuestro caso, son todas iguales. Para ello, le proporcionamos en primer lugar que módulo y que inversor vamos a colocar en la isla. PVSyst dispone de una amplia base de datos, entre la cual se encuentran el módulo y el inversor que hemos seleccionado para nuestro proyecto.

Por último, le suministramos al programa cuántos módulos vamos a colocar en serie (módulos por string) y cuántas strings vamos a tener por isla. Con estos datos, el programa ya tiene el sistema definido.

Configuración global sistema

Núm. de tipos de sub-conjuntos: 6

Esquema Simplificado

Resumen sistema global

Núm. de módulos	115200	Potencia nominal FV	39168 kWp
Superficie módulos	223529 m²	Potencia máxima FV	kWdc
Núm. de inversores	24	Potencia nominal CA	33672 kWac

Sub-conjunto #1 | Sub-conjunto #2 | Sub-conjunto #3 | Sub-conjunto #4 | Sub-conjunto #5 | Sub-conjunto #6

Nombre y orientación del sub-conjunto

Nombre: Sub-conjunto #1 Orden: 1

Orientación: Seguidor, eje inclinado u horiz. N-S

Ayuda al dimensionamiento

☒ Sin pre-dim. Entrar Prom deseada: 0.0 kWp

☐ ... o superficie disponible(módulos): 0 m²

Selección del módulo FV

Disponibles actualmente: 340 Wp 32V Si-mono RCM-340-6MA-155 (1500V) Since 2018 Manufacturer 2018

Dimensionamiento de voltajes: 32.8 V Voc (10°C): 49.1 V

☐ Use Optimizer

Selección del inversor

Output voltage 600 V Tri 50Hz

Ingeteam 1403 kW 868 - 1300 V TL 50/60 Hz Ingecon Sun 1560TL B600 IP54 H1000 Since 2015

Núm. de inversores: 4

Voltaje de funcionam.: 868-1300 V Potencia global inv.: 5612 kWac

Voltaje máx. de entrada: 1500 V Inversor "cadena" con 15 entradas

Dimensionamiento del conjunto

Núm. de módulos y cadenas

Mód. en serie: 30 entre 27 y 30

Núm. de cadena: 640

Pérdida sobrecarga: 0.0 %

Relación Prom: 1.16

Núm. módulos: 19200 Superficie: 37255 m²

Cond. de funcionamiento

Vmp (50°C)	983 V
Vmp (20°C)	1170 V
Voc (10°C)	1474 V

Irradiancia plano: 1000 W/m²

Imp (STC)	5714 A
Isc (STC)	6029 A
Isc (en STC)	6029 A

Potencia nom. Conjunto (STC): 516528 kWp

Ilustración 47: Configuración del sistema en PVSyst.

Como podemos ver, PVSyst proporciona un resumen del sistema global, donde podemos ver que los datos de potencia producida coinciden con los que hemos presentado en el apartado de “Configuración del parque”.

Con esto, tenemos definidos los parámetros principales para nuestro proyecto. Ahora, pasamos a configurar los parámetros opcionales.

10.1.2 Parámetros opcionales

Estudiaremos los sombreados a través de una simulación 3D del parque.

Para el estudio del sombreado maquetamos la planta y el programa se encarga de realizar una simulación de cómo de afectados se ven los módulos por las sombras.

En primer lugar, construimos la planta en su entorno de simulación, incluyendo también los elementos que no son módulos y trackers y que están dentro de la planta. En nuestro caso, el elemento de más que tenemos que añadir es el centro de transformación.

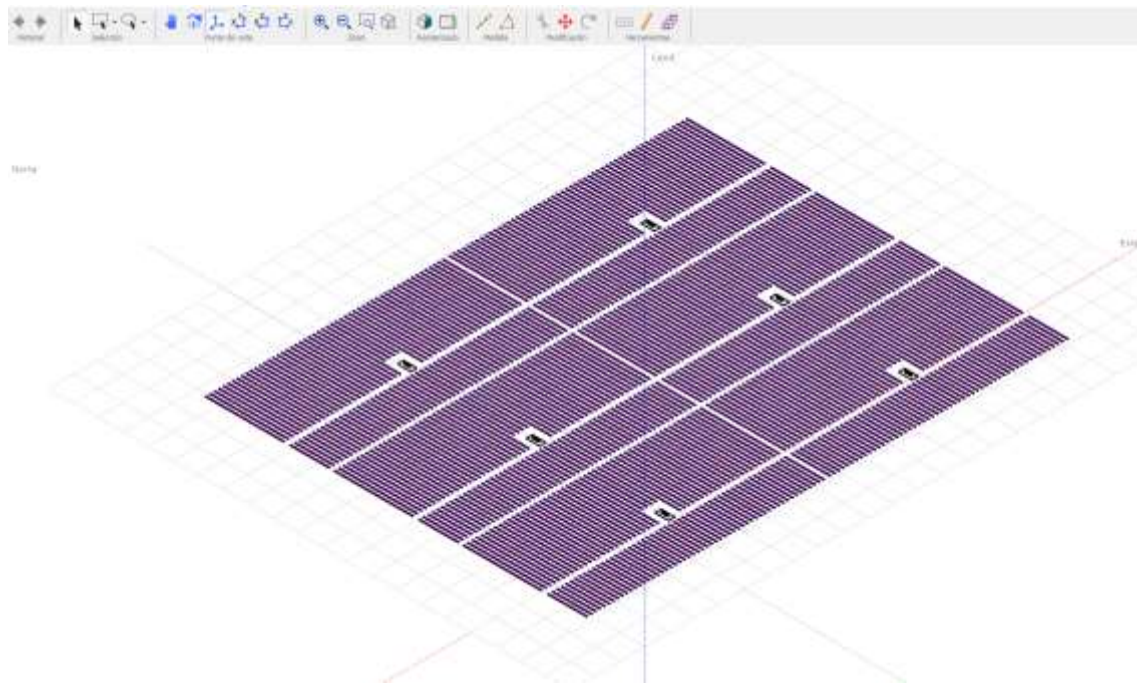


Ilustración 48: Distribución planta para estudio sombreado en PVSyst.

Una vez diseñado, le pedimos a PVSyst que haga un estudio de como las sombras afectan a la producción de energía de la planta.

Como vemos en la siguiente gráfica, las pérdidas debido al sombreado son mínimas. Estas vienen representadas en la gráfica como las líneas de puntos discontinuos. Para nuestra planta, se dan pérdidas debido a la sombra entre los meses de marzo y diciembre, teniendo esta una repercusión del 1% y solo en la primera hora de sol.

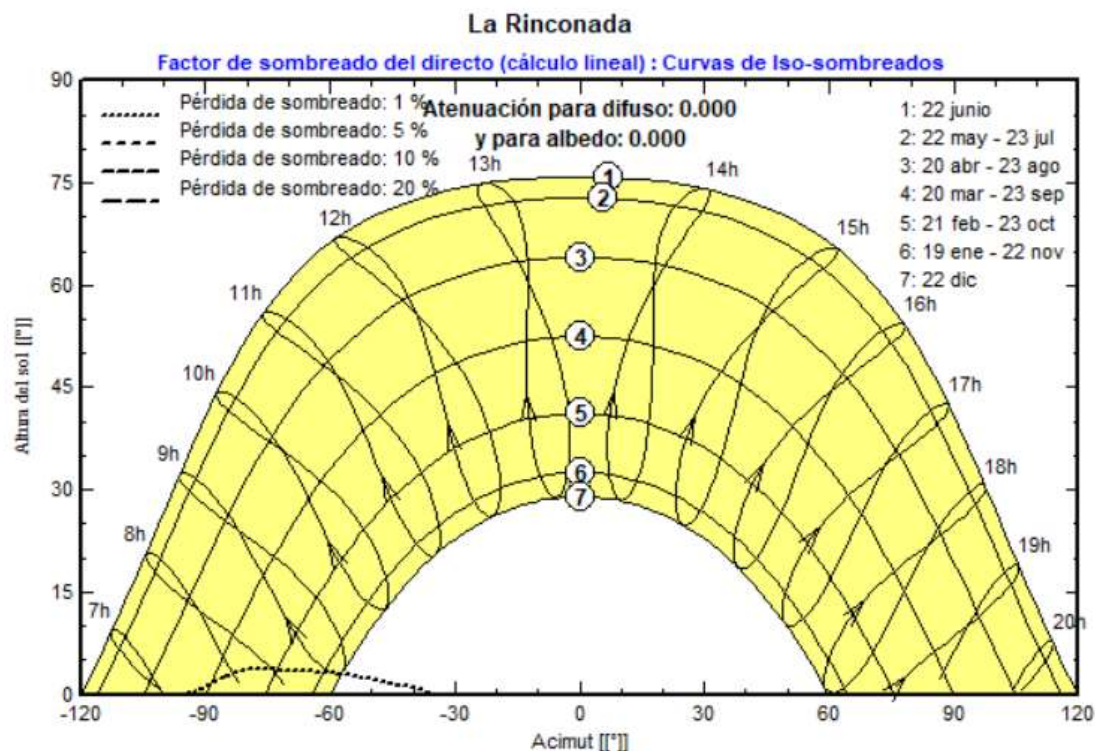


Ilustración 49: Gráfico pérdidas por sombreado.

Por lo tanto, las sombras en este proyecto no son un problema que afecten de manera notoria a la producción de energía de la planta.

Una vez configurados todos los parámetros, podemos pasar a que el programa realice su simulación para que realice los cálculos necesarios. Cuando los realiza, presenta un informe detallado de la producción de la planta.

10.2 Informe de producción

El informe de cálculos que realiza PVSyst se divide en 5 apartados:

- Parámetros de la simulación: muestra todos los parámetros que se le han introducido para que realice la simulación.
- Definición del sombreado cercano: proporciona la perspectiva del campo fotovoltaico y el diagrama de pérdidas debido al sombreado.
- Resultados principales: muestra la producción energética de la planta dividida en los distintos meses del año.
- Gráficos especiales: expone cómo es la producción de potencia a lo largo del año.
- Diagrama de pérdidas: explica los motivos por los que se producen pérdidas dentro de la planta.

Dados a conocer los puntos del informe, el cual se puede consultar en el Anexo C, procedemos a realizar una evaluación de los datos obtenidos.

El objetivo de nuestra planta fotovoltaica es cubrir la demanda energética, la cual se traduce en conseguir una producción anual de 56 274 MWh. Según el estudio realizado en el programa PVSyst, nuestra planta fotovoltaica es capaz de suministrar una energía anual de 81 213 MWh, por lo que cubre con creces las necesidades que se plantean.

El parque alcanza su pico de producción en el mes de julio, donde se alcanzan los 10 171 MWh. A su vez, es el mes donde más pérdidas se dan. Estas son debidas, casi en su totalidad, a la temperatura.

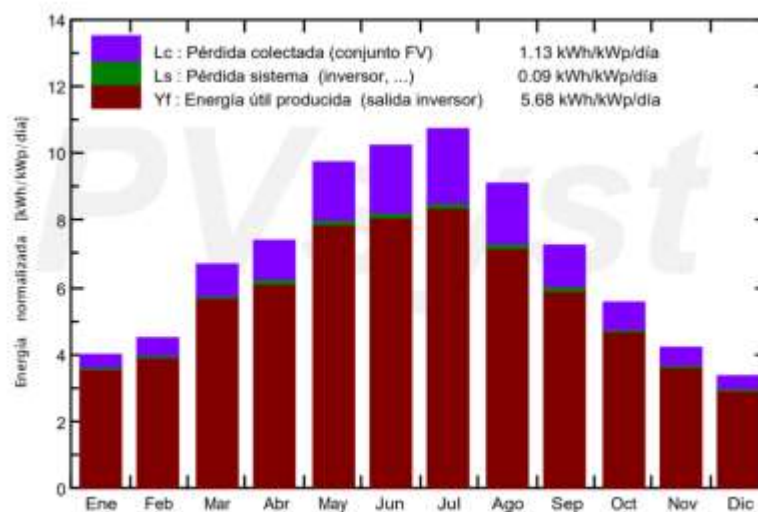


Ilustración 50: Estimación energía mensual en PVSyst.

Como muestra la gráfica, la producción de los meses de mayo, junio y julio dobla a la producción energética de los meses de invierno.

Otro punto de interés del informe es el índice de rendimiento, conocido como PR (*performance ratio*). Este ratio muestra la relación entre el rendimiento real y el rendimiento nominal de la instalación. El valor que obtenemos es de 82,3%, el cual está dentro de lo normal para las plantas fotovoltaicas. Mostramos a continuación la gráfica del PR de cada mes.

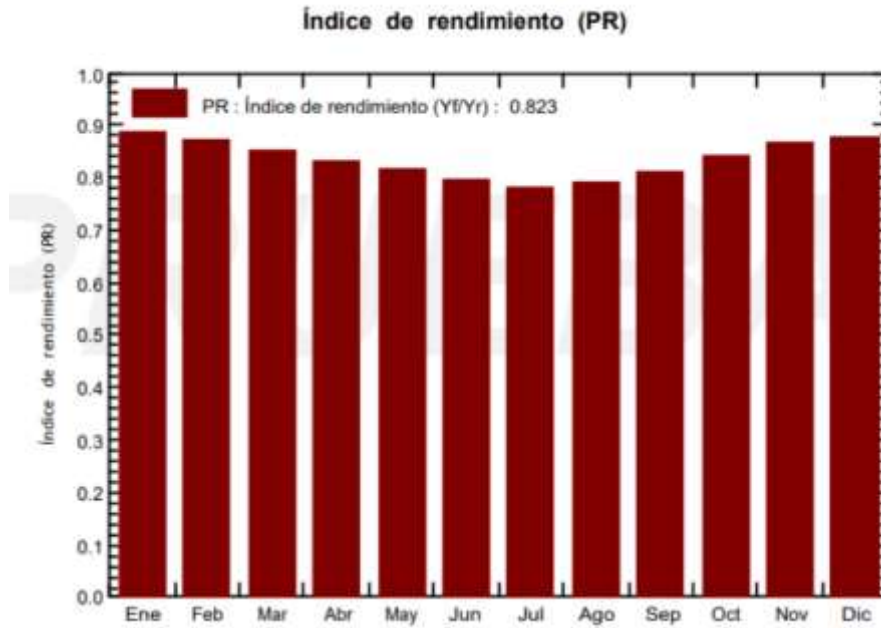


Ilustración 51: Índice de rendimiento (PR) de la planta.

Como podemos observar en la figura, los meses con un PR mayor son los invernales. Esto es debido a que en estos meses las pérdidas por temperatura son menores. En cambio, la producción de potencia en términos absolutos es menor que en otros meses donde hay menos rendimiento ya que el sol irradia en la tierra con menor potencia en invierno.

Por último, pasamos a analizar el diagrama de producción de la instalación y sus correspondientes pérdidas, el cual mostramos a continuación:

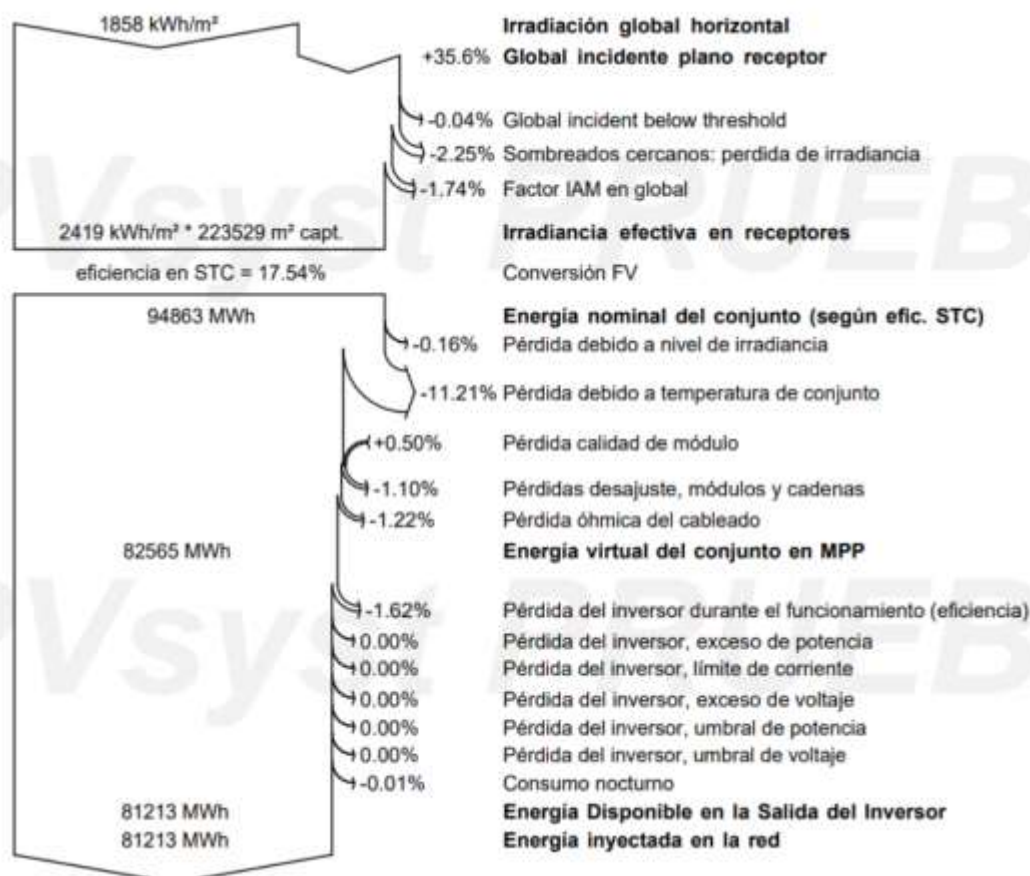


Ilustración 52: Diagrama de producción de energía y pérdidas.

Partimos de la base de que la máxima energía que puede generar nuestra instalación son 94 863 MWh según este informe. La mayor pérdida energética la tenemos debida a la temperatura del sistema. Por ella, perdemos el 11,21% de la energía que somos capaces de producir. Tenemos tres pérdidas más de cierta relevancia:

- Desajuste de módulos y cadenas (1,10%).
- Resistencia del cableado (1,22%).
- Inversor (1,62%).

Con todo ello, obtenemos una producción de energía de 81 213 MWh, lo cual satisface nuestras necesidades, por lo que podemos dar la planta por válida para nuestro proyecto.

Para La Rinconada establecimos que se necesitaba una producción anual de 56 274 MWh, por lo que producimos 24 939 MWh más de lo que se planteó en el objetivo. Decidimos dejar la planta con estas dimensiones por dos motivos.

El primero de ellos es que se decidió suministrar energía a todo el consumo residencial, no considerando el consumo proveniente de actividades como la industria en este municipio. La energía producida que no demandan las casas se puede destinar a cubrir parte del de la actividad industrial.

En segundo lugar, para tener una planta con los recursos suficientes para el caso de que el pueblo aumente sus habitantes en el corto plazo.

11 CÁLCULO CABLEADO

A la hora de diseñar el cableado, lo más importante son dos parámetros: la longitud de cada cable y su correspondiente sección. La longitud se obtiene realizando las mediciones pertinentes en cada plano de la instalación. Por ello, tras el diseño de la instalación en AutoCAD, se procede a realizar las mediciones en el programa para saber qué longitud de cable es necesario para unir cada uno de los puntos de la instalación.

A la hora de calcular la sección de cada cable, lo haremos basándonos en la normativa IEC60364. Usaremos la IEC60364-5-52. A partir de ellas sacaremos las corrientes máximas de cada cable y sus correspondientes factores de corrección en función del tipo de instalación que se tenga.

Una vez obtenidas la longitud y la sección del cable, se procederá a calcular la protección a instalar en el sistema y las pérdidas de potencia que tendrá el cable.

Para ello, antes de proceder al cálculo, debemos de conocer las condiciones del sistema al que se le quiere calcular el cableado.

El cálculo del cableado se realizará en el punto de máxima potencia.

11.1 Condiciones del sistema

11.1.1 Cable solar

Recibe el nombre de cable solar la parte de la instalación que conecta cada una de las strings con su correspondiente string box. Recordamos que se conectarán en serie 30 módulos. Esta unión en serie se lleva hasta la string box. El parque se ha configurado para que a todas las string box le lleguen 20 string. De cada string saldrá un cable con destino al inversor, para proceder a pasar de electricidad en corriente continua a corriente alterna.

El cálculo del parque se ha hecho en condiciones STC (condiciones standard de test). Esas son:

Condiciones STC

<i>Temp. célula [°C]</i>	25
<i>Irradiancia [W/m²]</i>	1000
<i>Masa de aire (AM) [-]</i>	1,5

Tabla 17: Condiciones STC

En la parte solar, tenemos condiciones de corriente continua. El módulo seleccionado tiene las siguientes características:

Características del módulo
Condiciones STC

$P_{max} [Wp]$	340
$V_{mpp} [V]$	38,2
$I_{mpp} [A]$	8,91
$I_{sc} [A]$	9,42

Tabla 18: Características del módulo para cálculo cableado.

Como realizamos la conexión en serie de 30 módulos, tenemos que hacer los siguientes cálculos:

Potencia (máxima): cada string tiene una potencia máxima igual a multiplicar la potencia de un módulo por el número de estos conectados en serie. La potencia máxima del módulo se obtiene multiplicando el voltaje por la intensidad en su punto de máxima potencia.

$$P_{max} = V_{mpp} \cdot I_{mpp} = 38,2 \cdot 8,91 = 340,36 \text{ W} \cong 340 \text{ Wp}$$

$$P = \text{módulos por string} \cdot P_{max} = 30 \cdot 340 = 10\,200 \text{ W}$$

Voltaje (máxima potencia): al conectar módulos en serie, los voltajes de todos ellos se suman, por lo tanto, el voltaje de una string será:

$$V_{mp} = \text{módulos por string} \cdot V_{mpp} = 30 \cdot 38,2 = 1\,146,0 \text{ V}$$

Intensidad (máxima potencia): como es conexión en serie, la intensidad de la string sigue siendo la misma que la de un solo módulo.

Intensidad de cortocircuito: necesaria para calcular la máxima corriente admitida por el cable y el sistema de protección. Al conectarse los módulos en serie, la intensidad de cortocircuito de cada string es la misma que la de un único módulo.

Tras estos cálculos, obtenemos que las características de cada string son las siguientes:

Características String
Condiciones STC

$P [Wp]$	10 200
$V_{mp} [V]$	1 146,0
$I_{mp} [A]$	8,91
$I_{sc} [A]$	9,42

Tabla 19: Características string.

11.1.2 Cable string box - inversor

El cálculo es equivalente al del cable solar, con la diferencia de que en las string boxes las string se conectan en paralelo. Por lo tanto, la tensión no varía respecto a la de las strings, pero la intensidad sí. Al ser conectadas en paralelo, la intensidad total es la suma de las intensidades que llegan a la string box.

Para este proyecto se ha optado por conectar en paralelo 20 strings por string box. Partimos de las características de la string en condiciones STC. Las características del sistema son las siguientes:

- Potencia (máxima): se obtiene de realizar la multiplicación del número de string por la potencia de cada una de ellas:

$$P_{max} = \frac{String}{SB} \cdot \frac{P}{String} = 20 \cdot 10200 = 204\,000\,W$$

- Voltaje (máxima potencia): como se ha comentado previamente, al ser una conexión en paralelo, el voltaje permanece constante.
- Intensidad (máxima potencia): al igual que ocurre con la potencia, la intensidad de esta parte de la instalación será la resultante de sumar la intensidad de cada una de las intensidades de cada string:

$$I_{mp} = \frac{String}{SB} \cdot \frac{I}{String} = 20 \cdot 8,91 = 178,2\,A$$

- Intensidad de cortocircuito: se opera del mismo modo que con la intensidad:

$$I_{sc} = \frac{String}{SB} \cdot \frac{I_{sc}}{String} = 20 \cdot 9,24 = 188,4\,A$$

Finalmente, obtenemos los resultados:

<i>Características string box</i> <i>Condiciones STC</i>	
<i>P [Wp]</i>	204 000
<i>Vmp [V]</i>	1 146,0
<i>Imp [A]</i>	178,0
<i>Isc [A]</i>	188,4

Tabla 20: Características string box.

11.2 Características del cable

Los dos materiales para el cable que se usan normalmente son cobre y aluminio. El de cobre presenta menos pérdidas que el de aluminio, pero resulta ser más caro. Para la instalación de solar, donde existen una gran cantidad de cables, se opta por usar cobre para reducir al máximo las pérdidas que se producen. Por el contrario, para la conexión de las string boxes con los inversores y para el cable de media, se usa un cable de aluminio.

Para este proyecto hemos optado por un aislante XLPE para el cable. El material es polietileno reticulado, siendo este uno de tipo termoestable. Ofrece mejores prestaciones en lo referido a la intensidad máxima que puede pasar por el cable respecto a los aislantes de PVC. Además, el aislamiento de XLPE admite una temperatura máxima de 90 °C, mientras que los de PVC admiten hasta 70 °C.

La normativa IEC60364-5-52 ofrece las distintas secciones, en mm², que están normalizadas para los cables en el caso de baja tensión. Varían desde 1,5 hasta 630 mm² de diámetro. En función del material del conductor, tipo de instalación (aéreo/enterrado, disposición en bandeja, tubo, aire libre, ...) y aislamiento seleccionado, cada cable tiene una intensidad máxima admisible, conocida como I_z .

Por lo tanto, una vez conocida la longitud del cable, solo nos falta seleccionar una sección para realizar los cálculos necesarios. Con apoyo de una tabla de Excel, se van eligiendo distintos valores de sección hasta encontrar el más adecuado con las especificaciones del sistema.

Ahora, procedemos a realizar los cálculos necesarios para saber si la sección de cable seleccionada es la adecuada.

El cálculo de la sección del cable se hará siguiendo tres criterios:

- Térmico (máxima corriente admisible y capacidad de disipación de calor).
- Caída máxima de tensión.
- Corriente de cortocircuito.

11.3 Criterio máxima corriente admisible

El cálculo de la máxima corriente admisible se hará aplicando los factores de corrección a la corriente nominal del cable según la siguiente fórmula:

$$I_z' = I_z * K_{TOTAL} = I_z * k_1 * k_2 * ... * k_N \geq I_B$$

Donde:

- I_z : Máxima intensidad admisible por el cable obtenida de tablas según IEC 60502-2 o IEC 60364-5-52.
- K_{TOTAL} : Factor de corrección debido a la temperatura ambiente, grupo de circuitos, profundidad de enterramiento, resistividad térmica del suelo, etc. Según las tablas IEC 60502-2 e IEC 60364-5-52.
- I_z' : máxima intensidad admisible corregida (A)
- I_B : corriente de diseño (A):
 - Generación fotovoltaica (CC): $I_B = 1,25 \cdot I_{sc}$
 - Generación fotovoltaica (CA): $I_{B,3f} = S / (\sqrt{3} \cdot U)$

$$I_{B,1f} = S / U$$

- I_{sc} : Corriente de cortocircuito (A)
- S : Potencia aparente (V·A)
- U : Tensión nominal (V)

Los factores k_i dependen del tipo de instalación. Para este proyecto tenemos principalmente dos tipos: aérea o enterrada. La mayor parte de la instalación será enterrada, salvo los cables solar del tracker que tengan ubicada

la string box, los cuales tendrán una instalación tipo aérea.

A continuación, se detallan los factores de corrección aplicados y el valor de los mismos según la zona de la instalación en la que nos encontremos: solar, SB-inversor, media tensión, diferenciando entre instalación aérea o enterrada.

11.3.1 Tipos de instalación:

Las referencias de los distintos tipos de instalación son los que se especifican en la norma IEC 60364.

11.3.1.1 Solar

-Aérea: cables en bandeja al aire libre., corresponde con la referencia F.

-Enterrada en tubo: cables unipolares o multipolares entubados en la tierra. Se corresponde con la referencia D1.

11.3.1.2 String box - inversor

-Directamente enterrada: cables unipolares o multipolares entubados en la tierra. Se corresponde con la referencia D2.

11.3.2 Coeficientes de corrección

Se toman de las tablas B52 de la norma IEC 60364.

11.3.2.1 Instalación aérea

-DF1: factor de corrección por temperatura. Para estar del lado de la seguridad, se toma un valor de 70 °C como temperatura ambiente. Esto proporciona un $DF1=0,58$ (Tabla B.52-14).

-DF2: factor de corrección por agrupamiento, cables con solo una capa de aislamiento. Dos circuitos por bandeja. Valor $DF2: 0,87$ (Tabla B.52-17).

-DF3: factor de corrección por agrupamiento, cables con más de una capa de aislamiento. No aplica. Valor $DF2: 1$ (Tabla B.52-20).

11.3.2.2 Instalación enterrada en tubo

-DF1: factor de corrección por temperatura del suelo. Al no poder obtener datos de la temperatura del suelo en la ubicación escogida, estimamos un valor de 30 °C para el suelo. Esto nos da un $DF1=0,93$ (Tabla B.52-15).

-DF2: factor de corrección por agrupamiento. Como máximo, en cada tubo habrá 4 cables. Los consideramos en contacto entre ambos. Esto da un factor $DF2=0,65$ (Tabla B.52-19).

-DF3: factor de corrección por profundidad de instalación. Colocaremos la instalación enterrada a 0,8 metros respecto al suelo. Esto da un valor de $DF3=1$ (Tabla B.52-16).

-DF4: factor de corrección por resistividad térmica del suelo. No disponemos de estos datos en la parcela. Suponemos que es un terreno normal seco, lo que se corresponde con una resistividad térmica de 1,0 K·m/W. Para esta resistividad, en enterrado en tubo, tenemos un $DF4=1,18$ (Tabla B.52-16).

11.3.2.3 Instalación directamente enterrada

-DF1: factor de corrección por temperatura del suelo. Al no poder obtener datos de la temperatura del suelo en la ubicación escogida, estimamos un valor de 30 °C para el suelo. Esto nos da un $DF1=0,93$ (Tabla B.52-15).

-DF2: factor de corrección por agrupamiento. 8 circuitos. Directamente enterrado con 0,25 m de distancia entre cables. Esto da un factor $DF2=0,65$ (Tabla B.52-19).

-DF3: factor de corrección por profundidad de instalación. Colocaremos la instalación enterrada a 0,8 metros

respecto al suelo. Esto da un valor de $DF3=1$ (Tabla B.52-16).

-DF4: factor de corrección por resistividad térmica del suelo. No disponemos de estos datos en la parcela. Suponemos que es un terreno normal seco, lo que se corresponde con una resistividad térmica de $1,0 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$. Para esta resistividad, en directamente enterrado, tenemos un $DF4=1,5$ (Tabla B.52-16).

11.3.3 Ejemplo cálculo corriente máxima admisible cable

Para realizar el cálculo, vamos a tomar como ejemplo un cable que conecta la string número 1 con su correspondiente string box. Este cable tiene una instalación tipo: aéreo/enterrado. Esto significa que en la primera parte de su recorrido va por aéreo, una vez que llega a su punto de enterramiento correspondiente, va por zanja hasta llegar a la string box. Por lo tanto, habría que realizar el cálculo para dos situaciones: aéreo y enterrado. El factor de corrección más restrictivo es el que se usará, para estar siempre del lado de la seguridad.

Se tomará un valor de 6 mm^2 de sección de cable.

Para tomar el valor de I_z , la máxima intensidad admitida por el cable, miramos los valores para instalación aérea (referencia F según la norma IEC 60364) e instalación enterrada (referencia D1 según la norma). Para instalación aérea I_z tiene un valor de 65 A, mientras que para enterrada en tubo tiene un valor de 53 A. Por lo tanto, tomamos el valor de enterrada en tubo al ser más restrictivo.

Una vez obtenido este valor, pasamos a calcular los factores de corrección para obtener la máxima intensidad admisible corregida. Obtenemos los siguientes valores:

- Aéreo
 - $DF1 = 0,58$
 - $DF2 = 0,87$
 - $DF3 = 1$
 - $\text{Total} = DF1 \cdot DF2 \cdot DF3 = 0,5046$
- Enterrado en tubo
 - $DF1 = 0,93$
 - $DF2 = 0,65$
 - $DF3 = 1$
 - $DF4 = 1,18$
 - $\text{Total} = DF1 \cdot DF2 \cdot DF3 \cdot DF4 = 0,7133$

Por lo tanto, obtenemos que el factor de corrección más restrictivo nos lo da la parte que tiene instalación aérea.

De este modo, la I_z corregida tiene el siguiente valor:

$$I'_z = I_z \cdot k_{total} = 53 \cdot 0,5046 = 26,74 \text{ A}$$

Donde k_{total} es el producto de todos los factores de corrección tomados.

Ahora, tenemos que comprobar si este valor de intensidad máxima que soporta el cable es mayor que la intensidad máxima de diseño de la instalación (I_b).

$$I_b = 1,25 \cdot I_{sc} = 1,25 \cdot 9,24 = 11,55 \text{ A}$$

La condición a cumplir es:

$$I'_z \geq I_b$$

Lo cual, se cumple para este caso:

$$26,74 \text{ A} \geq 11,55 \text{ A}$$

Por lo tanto, el cable cumple con este criterio.

11.4 Criterio caída de tensión

El segundo criterio que debe cumplir el cable es el de no superar un % de caída de tensión. Todos los circuitos de corriente continua en generación fotovoltaica deberán ser diseñados para una caída de tensión menor del 2% sobre el voltaje en condiciones STC. Todos los circuitos de corriente alterna en generación fotovoltaica deberán ser diseñados para una caída de tensión menor del 1% sobre el voltaje en condiciones STC.

La caída de tensión se calculará siguiendo las siguientes fórmulas, en función del tipo de sistema en el que se encuentre el cable:

-Sistema CC:

$$\Delta U = 2 \cdot I \cdot R_L \cdot L \rightarrow \Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100$$

-Sistema CA:

3 fases:

$$\Delta U_{3fase} = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R_L \cdot \cos\phi + X_L \cdot \sin\phi) \rightarrow \Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100$$

1 fase:

$$\Delta U_{1fase} = 2 \cdot I \cdot L \cdot (R_L \cdot \cos\phi + X_L \cdot \sin\phi) \rightarrow \Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100$$

Donde:

- ΔU : Caída de voltaje (V)
- I : Máxima corriente (A)
- L : Longitud de la línea (m)
- R_L : Resistencia de la línea (Ω/m) a la temperatura de operación del cable (90 °C)
- $\cos\phi$: Factor de potencia
- $\sin\phi$: seno de ϕ
- X_L : Reactancia de la línea (Ω/m)
- U : Voltaje en condiciones STC (V)
- U_n : Voltaje nominal (V)
- $\Delta U\%$: Caída de tensión (%)

Todas y cada una de las líneas presentes en la planta deben de cumplir con el criterio de que la caída de tensión sea menor al porcentaje especificado en continua o alterna.

11.4.1 Ejemplo criterio caída de tensión

Para ilustrar cómo se realizaría el cálculo, procedemos a realizar el de una línea. Tomaremos el mismo tramo que para el criterio de corriente máxima admisible por el cable: el cable solar que va desde la string 1 hasta su correspondiente string box en una agrupación de string box tipo 1.

Este sistema es de corriente continua, por lo que para realizar el cálculo de la caída de tensión en este tramo habrá que tomar la siguiente ecuación:

$$\Delta U = 2 \cdot I \cdot R_L \cdot L \rightarrow \Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100$$

La intensidad (I) viene definida por la configuración de la string, la cual es 8,79 A. La longitud (L) la obtenemos de la medición. En esta ecuación, hay que saber interpretar bien el valor de la longitud. L hace referencia a la distancia entre el punto inicial y final del cable. Al estar en corriente continua, necesitamos un cable para el positivo y otro para el negativo. Por ello, se multiplica la caída de tensión por dos, para

diferenciar entre el cable positivo y negativo.

Como en nuestra tabla de cálculo para la línea solar hemos diferencia entre cable positivo y negativo, no es necesario el factor 2. Por eso lo eliminamos para el cálculo.

En el tramo mencionado, la longitud L (distancia entre string 1 y su correspondiente string box) es de 48,5 m.

Para realizar el cálculo ya solo nos falta conocer la resistencia de la línea. La resistencia se define como:

$$R = \rho \cdot \frac{l}{S}$$

Donde:

- ρ : resistividad del material [$\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$]
- l: longitud de la línea [m].
- S: sección del cable [mm^2].

La resistividad es un parámetro que depende de las propiedades del material y la temperatura a la que se encuentre. Por lo tanto, la resistencia también es un valor que depende de la temperatura de operación a la que se encuentre el sistema. Para realizar los cálculos, existen tabulados los datos de la resistividad de cobre y aluminio a 20 °C. Son los siguientes:

<i>Material</i>	<i>Resistividad a 20 °C [$\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$]</i>
<i>Aluminio</i>	0,028571
<i>Cobre</i>	0,017857

Tabla 21: Resistividad de aluminio y cobre a 20 °C.

Sabiendo este valor, y la sección del cable seleccionado, podemos obtener la resistencia por unidad de longitud del cable seleccionado. Denominaremos a este valor R_L [Ω/m].

$$R_L = \frac{\rho}{A} = \frac{0,017857 \Omega \cdot \frac{\text{mm}^2}{\text{m}}}{6 \text{ mm}^2} = 2,976 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

Este es el valor de la resistencia lineal a 20 °C. Si queremos calcularla a la temperatura máxima de operación (90 °) tendremos que aplicar un coeficiente de temperatura para calcular la resistencia a la temperatura deseada. Los coeficientes por temperatura se definen como:

<i>Material</i>	<i>Coeficiente de temperatura a 20 °C [$^{\circ}\text{C}^{-1}$]</i>
<i>Aluminio</i>	0,00403
<i>Cobre</i>	0,00393

Tabla 22: Coeficiente de temperatura a 20 °C para aluminio y cobre.

Por lo tanto, para hacer el cálculo a la temperatura deseada tendremos que tomar el valor de la resistencia a 20 °C y calcular cuál sería a 90 °C aplicando el coeficiente de temperatura:

$$R_{T,Mat} = R_{20,Mat} \cdot (1 + \alpha_{20} \cdot (T - 20))$$

$$R_{90,Cu} = R_{20,Cu} \cdot (1 + \alpha_{20} \cdot (T - 20))$$

$$R_{90,Cu} = 2,976 \cdot (1 + 0,00393 \cdot (90 - 20)) = 3,794 \frac{\Omega}{km}$$

Ahora ya tenemos el dato de la resistencia por unidad de longitud, por lo que ya podemos realizar el cálculo de la caída de tensión en la línea:

$$\Delta U = I \cdot R_L \cdot L = 8,79A \cdot \frac{3,794}{1000} \cdot \frac{\Omega}{m} \cdot 48,5m = 1,617 V$$

Este valor hay que compararlo con respecto a la tensión del tramo para ver si cumplimos el criterio de tener menos de un 2% de pérdidas:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100 = \frac{1,617}{1161,0} \cdot 100 = 0,139\% < 2\%$$

El valor obtenido es de 0,139%, por lo que este tramo cumple con el criterio de tener una caída de tensión menor del 2%.

11.5 Criterio intensidad de cortocircuito

La máxima intensidad admisible de cortocircuito para cada cable se calcula con la siguiente fórmula:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}}$$

Donde

- I_{sc} : Máxima intensidad admisible de cortocircuito del cable (A).
- K: Constante del material conductor según norma UNE-HD 60364-4-43, tabla 43A.
- S: Mínima sección del cable (mm²).
- t: Duración del fallo de cortocircuito (s).

Este criterio se puede entender hablando en términos energéticos. En caso de que se de un fallo por cortocircuito, en el cual la intensidad se dispara a valores muy elevados, la energía que sea capaz de soportar el cable mientras que dure el cortocircuito debe de ser mayor que la energía que circula por el circuito antes de que se desconecte.

Por lo tanto, calcularemos la intensidad de cortocircuito que es capaz de soportar el cable en el tramo en el que estamos estudiando el cortocircuito y veremos si es menor que la máxima que puede producirse en ese punto.

En el lado de baja tensión, la intensidad de cortocircuito viene determinada por los módulos.

$$I_{cc}^2 \cdot t \leq K^2 \cdot S^2$$

Si la energía máxima que se puede dar en la línea ($I_{cc}^2 \cdot t$) es menor que la máxima energía que soporta el cable ($K^2 \cdot S^2$), se cumplirá el criterio de intensidad de cortocircuito.

En nuestra planta, tenemos dos zonas donde calcular esta intensidad de cortocircuito:

1. Conexión string con string box.
2. Conexión string box con inversor.

Procedemos a realizar el cálculo de este criterio para las dos líneas. Para ambos casos, suponemos que el

cortocircuito estará presente durante 5 segundos como mucho.

11.5.1 Conexión string – string box

Para este tramo hemos optado por un cable de 6 mm² de cobre. Para obtener el valor de K, nos vamos a la tabla 43A de la norma UNE-HD 60364-4-43. Tenemos un cable de cobre con aislamiento XLPE, por lo que su valor de K es 143. La intensidad de cortocircuito del módulo es de 9,42 A.

$$I_{cc}^2 \cdot t = 9,42^2 \cdot 5 = 235,5 \text{ A}^2 \cdot s$$

$$K^2 \cdot S^2 = 143^2 \cdot 6^2 = 736\,164 \text{ A}^2 \cdot s$$

$$235,5 \text{ A}^2 \cdot s < 736\,164 \text{ A}^2 \cdot s$$

Por lo que se cumple la condición del criterio de intensidad de cortocircuito.

11.5.2 Conexión string box - inversor

Para este tramo hemos optado por un cable de 300 mm² de aluminio. Para obtener el valor de K, nos vamos a la tabla 43A de la norma UNE-HD 60364-4-43. Tenemos un cable de aluminio con aislamiento XLPE, por lo que su valor de K es 94. La intensidad de cortocircuito de todos estos tramos es la misma es de 188,4 A.

Este valor de intensidad de cortocircuito se obtiene de multiplicar el número de strings que colocamos en paralelo por la intensidad de cortocircuito de una string (es la misma pues todas las string son iguales).

Con ello, procedemos a realizar la comprobación del criterio de la misma forma que hemos hecho para la conexión string – string box.

$$I_{cc}^2 \cdot t = 188,4^2 \cdot 5 = 177\,472,8 \text{ A}^2 \cdot s$$

$$K^2 \cdot S^2 = 94^2 \cdot 300^2 = 795\,240\,000 \text{ A}^2 \cdot s$$

$$177\,472,8 \text{ A}^2 \cdot s < 795\,240\,000 \text{ A}^2 \cdot s$$

11.6 Pérdidas de potencia

Las pérdidas por el efecto Joule en una línea se definen de la siguiente forma.

Sistema CC

$$\Delta P = 2 \cdot R_L \cdot I^2 \cdot L \rightarrow \Delta P\% = \frac{\Delta P}{P} \cdot 100$$

Sistema CA

$$\Delta P_{3fases} = 3 \cdot R_L \cdot I^2 \cdot L \rightarrow \Delta P\% = \frac{\Delta P}{P} \cdot 100$$

$$\Delta P_{1fase} = 2 \cdot R_L \cdot I^2 \cdot L \rightarrow \Delta P\% = \frac{\Delta P}{P} \cdot 100$$

Donde

- ΔP : Pérdida de potencia (W)

- R_L : Resistencia de la línea (Ω/m) del cable a la temperatura de operación. La temperatura se calcula de la siguiente forma:

$$\circ T_{real} = T_{amb} + (T_{max} - T_{amb}) \cdot \left(\frac{I_b}{I'_z}\right)^2$$

- T_{real} : Temperatura real de operación del cable ($^{\circ}C$).
- T_{amb} : Temperatura ambiente de diseño ($50^{\circ}C$)
- T_{max} : Temperatura máxima de operación ($90^{\circ}C$).
- I_b : Corriente de diseño (A).
- I'_z : Máxima intensidad admisible del cable corregida (A).
- I : Corriente de operación (A). En nuestro caso, corriente de máxima potencia.
- L : Longitud de la línea (m).
- P : Potencia de operación (W).
- $\Delta P\%$: Pérdida de potencia (%).

Todos los circuitos CC en generación fotovoltaica deberán ser diseñados para una pérdida de potencia menor al 1% sobre la potencia en condiciones STC. Todos los circuitos CA en generación fotovoltaica deberán ser diseñados para una pérdida menor al 0,5% sobre la máxima potencia.

11.6.1 Ejemplo cálculo pérdida de potencia

A continuación, mostramos cómo se realiza el cálculo de las pérdidas de potencia para un tramo de la línea. Volvemos a tomar como ejemplo el cable que conecta la string 1 de una string box tipo 1 con su correspondiente string box.

Como vimos en el caso del cálculo de la caída de tensión, la resistencia lineal R_L depende de la temperatura del sistema. Para la pérdida de potencia, utilizaremos la temperatura que define la ecuación de pérdida de potencia, conocida como T_{real} .

Para ello, tomamos los siguientes valores:

- T_{amb} : Temperatura ambiente de diseño: $50^{\circ}C$
- T_{max} : Temperatura máxima de operación: $90^{\circ}C$
- I_b : Corriente de diseño: 11,8 A
- I'_z : Máxima intensidad admisible del cable corregida: 26,7 A

Con ellos, obtenemos el siguiente valor de temperatura para calcular la resistencia lineal:

$$T_{real} = T_{amb} + (T_{max} - T_{amb}) \cdot \left(\frac{I_b}{I'_z}\right)^2 = 50 + (90 - 50) \cdot \left(\frac{11,8}{26,7}\right)^2 = 57,75^{\circ}C$$

Con este valor, podemos calcular el valor de la resistencia lineal. Al tratarse de un cable de cobre, hacemos uso de la misma ecuación que usamos en el cálculo de la caída de tensión:

$$R_{57,57,Cu} = 2,976 \cdot (1 + 0,00393 \cdot (57,57 - 20)) = 3,418 \frac{\Omega}{km}$$

Ya tenemos todos los valores necesarios para calcular la caída de tensión en la línea. Calculamos solo la del cable positivo de corriente continua, el cual tiene una longitud de 48,5 m, por lo que:

$$\Delta P = R_L \cdot I^2 \cdot L = \frac{3,418 \Omega}{1\,000 m} \cdot (8,91 A)^2 \cdot 48,5 m = 13,16 W$$

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P}{P} \cdot 100 = \frac{13,16}{10\,200} = 0,12\%$$

Las pérdidas deben de ser menores al 1% en el total de sistema de corriente continua. Como se muestra en las tablas de cálculos eléctricos (Anexo D), las pérdidas medias son del 0,93%, por lo que se cumple con este requisito.

11.7 Protección del sistema

Como para el cálculo del tamaño de los cables, la protección del sistema se calcula para cada circuito teniendo en cuenta la máxima corriente admisible por el cable.

Para el correcto funcionamiento de la protección del sistema de generación fotovoltaica en CC contra sobrintensidades, se deberán cumplir las siguientes condiciones según la norma IEC 60269-6:

- $1,1 \cdot I_b \leq I_n \leq I_z'$ (según UNE-HD 60364-7-712)
- $I_2 \leq 1,45 \cdot I_z'$
- $I_n \geq 1,25 \cdot I_{sc} / (A_1 \cdot A_2 \cdot A_3)$ para fusibles en String Box.
- $I_n \geq I_{sc} / (A_1 \cdot A_2)$ para fusibles en inversores.

Donde:

- I_b : corriente de diseño (A)
- I_n : corriente nominal del dispositivo de protección (A)
- I_z' : Máxima corriente admitida por el cable corregida (A)
- I_2 : Corriente convencional del dispositivo de protección (A)
- I_{sc} : Corriente de cortocircuito (A)
- A_1 : Factor de corrección por temperatura ambiente: $\sqrt{\frac{a - T_{amb}}{a - 30}}$
- A_2 : Factor de corrección por variación de corriente: 0,8
- A_3 : Factor de corrección por grupo de fusibles: $\sqrt{\frac{a - (T_{amb} + 20,76)}{a - 30}}$
- a : Parámetro del fusible según parámetro de la hoja de especificaciones.
- T_{amb} : Máxima temperatura ambiente (°C)

11.7.1 Ejemplo cálculo protección del sistema

Tomamos para realizar un ejemplo de cálculo el mismo tramo de los apartados anteriores: conexión de la string 1 con su string box.

Elegimos para este tramo un fusible gPV.

Partimos de que tenemos una corriente de diseño (I_b) de 11, A. El equipo de protección que seleccionemos, fusible en este caso, debe tener una corriente nominal mayor que la de diseño de la línea. Estas corrientes están normalizadas. Tomamos como valor de I_n 300 A.

Con este valor de intensidad nominal, calculamos la corriente convencional del dispositivo de protección (I_2), la cual se corresponde con la intensidad nominal multiplicada por 1,45.

Ahora, pasamos a calcular los tres factores de corrección de los fusibles. Tomamos los datos que sean necesarios de la norma IEC 60269-6.

Factor de corrección por temperatura ambiente:

$$A_1 = \sqrt{\frac{a - T_{amb}}{a - 30}} = \sqrt{\frac{130 - 50}{130 - 30}} = 0,894$$

Factor de corrección por variación de corriente: $A_2 = 0,8$.

Factor de corrección por grupo de fusibles:

$$A_3 = \sqrt{\frac{a - (T_{amb} + 20,76)}{a - 30}} = \sqrt{\frac{130 - (50 + 20,76)}{130 - 30}} = 0,77$$

Ahora, ya tenemos todo lo necesario para realizar las tres comprobaciones que hay que realizar para los fusibles:

1. $1,1 \cdot I_b \leq I_n \leq I_z' \rightarrow 1,1 \cdot 11,8 \leq 25 \leq 26,7 \rightarrow 12,98 \leq 25 \leq 26,7$. OK
2. $I_2 \leq 1,45 \cdot I_z' \rightarrow 36,3 \leq 1,45 \cdot 26,7 \rightarrow 36,3 \leq 38,715$. OK
3. $I_n \geq 1,25 \cdot \frac{I_{sc}}{A_1 \cdot A_2 \cdot A_3} \rightarrow 25 \geq 1,25 \cdot \frac{9,42}{0,894 \cdot 0,8 \cdot 0,77} \rightarrow 25 \geq 21,38$. OK

Verificamos que las tres condiciones se cumplen, por lo que el fusible es válido para la instalación.

11.8 Resultados obtenidos

Tras realizar todos los cálculos necesarios para diseñar el cableado de la planta, pasamos a comentar los datos obtenidos.

Debido a que diseñamos una planta con una única agrupación de string box e inversor, el diseño de los cables nos da un resultado único. Matizamos esta afirmación antes de expresar los cables seleccionados.

Dentro de nuestra isla, decidimos que habría cuatro inversores. Decidimos que a cada inversor le llegaría el mismo número de módulos. Dentro de cada zona de inversor, decidimos que los módulos siempre se iban a agrupar en cadenas de 30 y que siempre iban a llegar 20 string a una string box. Con ello, obtenemos que con un único tipo de cable cumplimos todos los criterios en todos los tramos string – string box y que con nos basta solo un tipo para la conexión string box – inversor.

Para el conexionado string - string box se ha optado por un cable de cobre de 6 mm² de sección. Para los tramos string box – inversor se colocarán cables de aluminio de 300 mm² de sección.

Realizando todas las mediciones necesarias, llegamos a las siguientes necesidades de cables para el parque fotovoltaico:

<i>Material</i>	<i>Sección [mm2]</i>	<i>Longitud [m]</i>
<i>Cobre</i>	6	224 193
<i>Aluminio</i>	300	80 520

Tabla 23: Cables necesarios para la planta fotovoltaica.

Para concluir este apartado de dimensionado de cables, comentamos que todas las tablas de cálculos se encuentran en el Anexo D.

12 PRESUPUESTO

En este apartado procedemos a realizar el presupuesto necesario para poder llevar a cabo el proyecto. Antes de comenzar, es adecuado destacar que este proyecto no abarca todo lo necesario para poder ejecutar la planta. Faltan desarrollar algunos aspectos como lo son el civil y la seguridad, además de una gran cantidad de elementos de ingeniería de detalle. Esto se comentará con más detalle en el apartado de conclusiones.

A la hora de realizar el presupuesto nos hemos centrado en todas las partidas que son necesarias para acometer todo lo desarrollado en este proyecto. Estas partidas se dividen en dos capítulos: equipos y cableado.

El capítulo de equipos lo hemos dividido en cuatro subcapítulos. Cada uno de ellos corresponde se corresponde con los distintos equipos necesarios para la planta fotovoltaica. Módulos, inversores y string boxes tienen una descomposición en la que se incluye el precio del equipo y la mano de obra necesaria para llevar a cabo la instalación.

En cambio, en el tracker hemos considerado poner solo el precio del equipo, ya que para su instalación se necesita un estudio geotécnico del terreno. Normalmente, los trackers se instalan mediante hincado directo. Dado que para la instalación de este elemento se necesitan bastantes estudios que se quedan fuera del alcance de este proyecto, hemos considerado que lo más oportuno es tener en cuenta el coste del equipo para el presupuesto, pero no sumar el coste de instalación. Este sería objeto de estudio en la ingeniería de detalle del proyecto.

El segundo capítulo está dedicado a la instalación del cableado necesario para conectar toda la planta. Está dividido en dos subcapítulos: cable solar y cable string box – solar. Estas son las divisiones que hemos hecho en el proyecto a la hora de estudiar cómo será la conexión de la planta. En cada uno de los subcapítulos hemos introducidos las partidas necesarias para la conexión.

En el caso del cable solar, además del cable de cobre, es necesario añadir otras partidas. Estas son la bandeja para colocar el cable solar en el tracker, los tubos para el tramo en el que van enterrado y la excavación y relleno de la zanja para enterrarlo.

En el caso del cable que conecta la string box con el inversor, al ir directamente enterrado, solo es necesario comprar el cable de aluminio y realizar la excavación y relleno de la zanja.

Las mediciones correspondientes para el cableado se han hecho acordes a los planos de diseño y los cálculos del cableado presentes en los anexos.

El presupuesto detallado por partidas se encuentra en el Anexo E. Ha sido realizado con el programa Arquímedes.

Una vez desarrolladas las partidas, tenemos el siguiente resumen del presupuesto de ejecución material:

Presupuesto		
Código	Resumen	Importe (€)
PFV LA RINCONADA	Presupuesto planta fotovoltaica La Rinconada	
1.Equipos	Equipos seleccionados para la planta fotovoltaica	
1.1Modulos	Módulos	13.940.352,00
1.2Inversor	Inversor	34.431,60
1.3StringBox	String box	273.872,64
1.4Tracker	Tracker	2.304.000,00
	1.Equipos	16.552.656,24
2.Cableado	Elementos necesarios para la conexión eléctrica de la planta fotovoltaica	2.399.672,39
2.1CableSolar	Cable solar	1.411.855,95
2.2CableSB-Inversor	Cable string box - inversor	987.816,44
	2.Cableado	2.399.672,39
	PFV LA RINCONADA	18.952.328,63

Tabla 24: Presupuesto planta fotovoltaica La Rinconada.

Por lo que el presupuesto de ejecución material de la planta fotovoltaica asciende hasta los 18 952 328,63 euros.

Para obtener el presupuesto completo de la obra, tenemos que añadirle al presupuesto de ejecución material dos componentes: gastos generales (14%) y beneficio industrial (6%). Con ellas obtenemos el presupuesto de contrata, el cual asciende hasta los 22 742 794,36 euros.

Para tener el presupuesto base de licitación hay que sumar el IVA a este proyecto, el cual es del 21 %. Con ello, obtenemos que el presupuesto base de liquidación asciende hasta los 27 518 781, 18 euros.

13 CONCLUSIONES

Una vez expuesto todo lo realizado en este proyecto, procedemos al análisis de los resultados.

13.1 Objetivo

En primer lugar, nos gustaría resaltar el hecho de que con el parque fotovoltaico diseñado se cumple el objetivo de este proyecto. Esta planta es capaz de producir un valor de energía superior al consumo de La Rinconada, por lo que se cumple con el objetivo que se marcó para este hecho.

Aunque ya se comentó en el apartado introductorio, es adecuado volver a señalar que solamente con la planta diseñada no se podría abastecer al pueblo de energía. Esto es debido a que la producción del parque no se puede regular. Los picos de demanda energética de la población no tienen porqué coincidir con los picos de producción de la planta.

La producción energética de las plantas fotovoltaicas viene determinada por la incidencia del sol en la Tierra. Por ello, durante la noche no existe producción de energía y en verano se alcanza mayor productividad que en invierno.

El objetivo sí lo hemos cumplido, ya que este parque es capaz de producir más energía de la que consume el pueblo si hablamos en términos anuales. Ahora, no tenemos la certeza de poder aportar toda la demanda energética que exige el pueblo.

Para ser capaces de ello, habría que estudiar vías de almacenamiento de la energía para ser capaces de suministrarla cuando fuera necesario. En este aspecto es posible establecer vías de investigación para buscar sistemas de almacenamiento de energía que complementen o sean más eficientes de los que tenemos actualmente.

13.2 Alcance

En el proyecto se ha llevado un profundo análisis sobre el diseño de la planta fotovoltaica, abarcando puntos fundamentales para ejecutar las ideas plasmadas. A pesar de ello, cabe destacar que con este proyecto no se abarcan todos los puntos necesarios para poder llevar a cabo la ejecución de una planta fotovoltaica.

Uno de los puntos que no se han tratado en este proyecto y que es fundamental para el mismo es toda la ejecución civil. La fotovoltaica necesita un estudio exhaustivo del suelo donde se va a instalar el parque. Se necesitan bastantes estudios y cálculos para poder ubicar cada uno de los trackers. Estos, normalmente, se colocan mediante hincado directo. Para conocer cómo se debe hacer este hincado se debe tener un buen estudio geotécnico del suelo. Posteriormente, es necesario realizar todos los cálculos para asegurar el buen hincado del seguidor solar.

Otro punto que no se ha desarrollado en este proyecto es la línea de media tensión. Nuestro proyecto ha abarcado desde la generación de energía eléctrica en el módulo hasta que se transforma de corriente continua a alterna en el inversor. Tras esta etapa, es necesario subir la tensión mediante un centro de transformación para el transporte en las líneas de alta tensión.

También es necesario desarrollar otros puntos, como lo son los elementos de seguridad para la planta (instalación de cámaras) y cómo será todo el proceso de construcción.

Por lo tanto, en este proyecto se han desarrollado multitud de aspectos claves, en los que se ha profundizado, pero con ellos no podemos realizar una ejecución plena de la planta.

13.3 Vías de mejora

Como se ha podido comprobar a lo largo de todo lo expuesto en el proyecto, el diseño de una planta fotovoltaica permite una gran flexibilidad a la hora de elegir cómo se va a configurar.

La configuración de la planta depende de los equipos seleccionados y la elección de estos es muy flexible. Simplemente colocando un módulo de 250 W o de 330 W el diseño de la planta puede cambiar por completo. La relación existente entre los equipos seleccionados y la configuración de la planta está muchas veces relacionada con el cliente. Existen proyectos en el que el cliente es el que exige el módulo que se debe utilizar, mientras que en otros la elección está en manos del proyectista.

Por ello, en función de la superficie que se vaya a ocupar en la planta y de los equipos se puedan utilizar, el resultado final de la planta, en términos de energía producida, puede ser muy distinto.

En nuestro caso, una vía de mejora podría ser elegir módulos con una mayor producción de potencia. Si se llega el caso de tomar este camino, habría que poner en el otro lado de la balanza si compensa elegir un módulo más caro.

Otro punto donde se podría realizar un estudio más exhaustivo es en la separación entre trackers. Se ha elegido una separación de nueve metros entre el hincado del seguidor (de seis metros si tenemos en cuenta el ancho de los paneles). Esta dimensión se ha elegido porque es habitual en los proyectos y con ella no existen problemas de sombras.

Pero puede ser posible que con una distancia menor entre seguidores se consiga una producción de energía muy similar, por lo que daría paso a poder ocupar una parcela de menor dimensión. Esto abriría la posibilidad de tener que invertir menos en el terreno o poder colocar más seguidores para producir más energía.

Como todo depende de las especificaciones del proyecto y del presupuesto disponible, otra opción que se podría barajar es utilizar estructuras fijas en vez de móviles para el proyecto. Estas hacen que la producción de energía sea menor, pero son más baratas que las móviles.

En ciertos proyectos, por temas de presupuesto o por cualquier otro motivo argumentable, es preferible colocar este tipo de estructuras. En términos de rendimiento no son tan buenas como las móviles, pero quizás se de el caso de que con ellos se pueden alcanzar los objetivos marcados para un proyecto y que el presupuesto sea menor.

Como se ha podido ver en este punto, las vías de mejoras de una planta fotovoltaica son muy amplias y flexibles. Todo depende de lo que se tenga disponible para el proyecto y cómo se desea ejecutar el mismo.

14 ANEXOS

Anexo A: Fichas técnicas

Anexo B: Planos

Anexo C: Estudio PVSyst

Anexo D: Cableado

Anexo E: Presupuesto

ANEXO A: FICHAS TÉCNICAS

En este anexo se encuentra, por este orden, las fichas técnicas de:

-Módulo: RCM-340-6MA.

-Seguidor: Axial Tracker.

-String box: Ingecom StringBox M 20B.

-Inversor: Ingecom Sun 1560TL B600.

MONO CRYSTALLINE MODULE

330 / 335 / 340 / 345 / 350 / 355 / 360 / 365 / 370 Watts

Black Panther

Overview

A fully certified, premium quality and high efficiency module made with A Grade materials. Guaranteed positive tolerance of up to 5W, providing a higher output compared to our leading competitors.

Key Benefits



Certified by Independent Engineering Bodies



Product Liability Insurance



Manufactured in EU



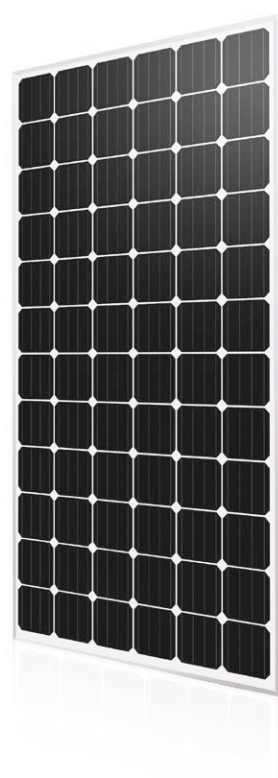
15 Years Limited Product Warranty



Anti-PID Technology



Low Carbon Footprint



Guaranteed mechanical resistance to severe weather conditions



Guaranteed Positive Tolerance up to 5W

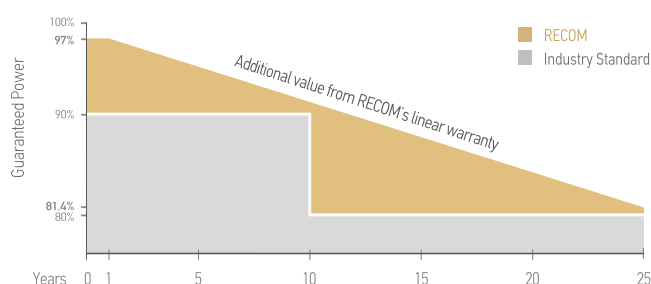


100 % electro-luminescence tested

Tests, Certifications and Warranties

Standard Tests	UL1703, IEC 61215, IEC 61730
Factory Quality Tests	ISO 9001: 2008, ISO 14001: 2004, ISO17025: 2005
Certifications	Fire Rating Type 1, conformity to CE, PV CYCLE
Insurance	Product liability insurance provided by Allianz
Wind and Snow Loads Testing	Module certified to withstand extreme wind (2400 Pascal) and snow loads (5400 Pascal)
Positive Tolerance	Guaranteed positive tolerance of up to 5W
Junction Box	IP67 Rated, 3 diodes
Warranties	<ul style="list-style-type: none"> 15-year limited product warranty 15-year manufacturer warranty on 88.55% of the nominal performance 25-year transferable linear power output warranty

Linear Performance Warranty



First Year Output $\geq 97\%$ 2-24 Year Decline $\leq 0.65\%$ 25 Year Output $\geq 81.4\%$

MONO CRYSTALLINE MODULE

RCM-xxx-6MA (xxx=330-370)

Electrical Characteristics

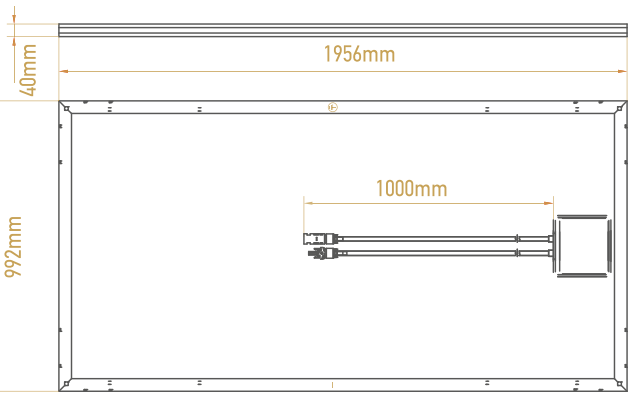
Rated Power	330W	335W	340W	345W	350W	355W	360W	365W	370W
Power Tolerance	0~+5W	0~+5W	0~+5W	0~+5W	0~+5W	0~+5W	0~+5W	0~+5W	0~+5W
Maximum Power Voltage (Vmp)	37.78V	37.88V	38.20V	38.41V	38.57V	38.76V	38.96V	39.30V	39.78V
Maximum Power Current (Imp)	8.74A	8.85A	8.91A	8.99A	9.08A	9.17A	9.25A	9.29A	9.31A
Open Circuit Voltage (Voc)	46.10V	46.45V	46.88V	47.01V	47.21V	47.42V	47.64V	48.04V	48.33V
Short Circuit Current (Isc)	9.36A	9.39A	9.42A	9.48A	9.56A	9.64A	9.72A	9.77A	9.83A
Module Efficiency	17.01%	17.26%	17.52%	17.78%	18.04%	18.30%	18.55%	18.81%	19.07%
Maximum Series Fuse	15A	15A	15A	15A	15A	15A	15A	15A	20A
Maximum System Voltage	1.000 VDC (IEC) - 1.000 VDC (UL) / 1.500 VDC (upon request)								

Tested at Standard Test Conditions. Measurement tolerances: ± 3%

Mechanical Data

Dimensions	1956mm x 992mm x 40mm
Weight	24.0 Kg
Frame	Anodized aluminum
Front Glass	3.2mm ARC, low iron, tempered glass
Output Cables	TUV (2Pfg1169:2007), UL 4703, UL44 4.0mm ² (0.006 in ²), symmetrical lengths (-) 1000mm and (+) 1000mm, MC4 type connectors

Dimensions



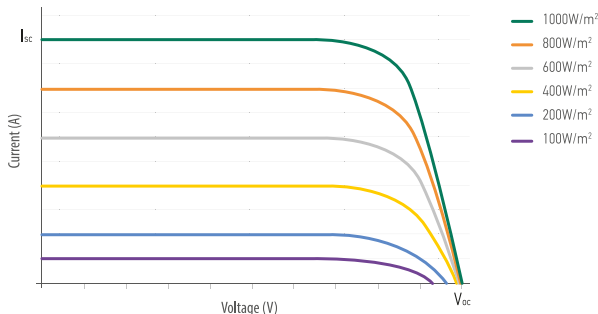
**Release 2019-01, v6.2.
RECOM assumes no liability or responsibility for any typographical error, layout error, misinformation, any other error, omission, contained herein.

recom-solar.com

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, RECOM Solar reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

I-V Curve

The module relative power loss at low light irradiance of 200W/m² is less than 3%.



Temperature Characteristics

Pmax Temperature Coefficient	-0.40% / °C
Voc Temperature Coefficient	-0.32% / °C
Isc Temperature Coefficient	+0.048% / °C
Operating Temperature	-40~+85 °C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45 ± 2 °C

Packing Configuration

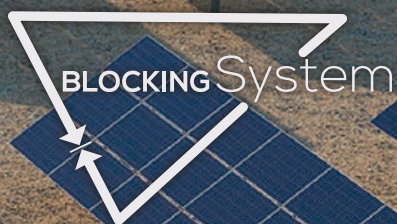
Container	40'HC
Pieces per Pallet	26
Pallets per Container	22
Pieces per Container	572

AXIAL

tracker

SMART DESIGN. ADVANCED SAFETY

WITH BLOCKING SYSTEM



THE **SMART** CHOICE

www.axialstructural.com

TECHNICAL DATASHEET

BASIC SPECS

- TRACKING SYSTEM:** HORIZONTAL AXIS E-W
- COMMUNICATION:** ZIGBEE / RS485
- TRACKING RANGE:** $\pm 55^\circ$
- DRIVE SYSTEM:** ENCLOSED SLEWING DRIVE DC MOTOR, 24 (24VDC)
- POWER SUPPLY:** SELF POWERED AS STANDARD / GRID POWERED FOR LOW TEMPERATURES
- INDEPENDENT ROWS:** YES
- SOLAR ALGORITHM:** NREL SPA

CALCULATION CRITERIA

- GROUND CLEARANCE:** 0,5 m. (55°) - 2,26 m. (0°) AS STANDARD
- WIND RESISTANCE:** 50 Km/h ($\pm 55^\circ$) / ACCORDING TO LOCAL REGULATIONS FOR STOW POSITION
- SLOPE NORTH-SOUTH:** 8,7% AS STANDARD / 15% OPTIONAL
- SLOPE EAST-WEST:** ILLIMITED
- TEMPERATURE RANGE:** 0° $\pm 55^\circ$ SELFPOWERED MODE / -40° $+50^\circ$ GRID POWERED MODE
- FOUNDATION SYSTEMS:** RAMMING AS STANDARD

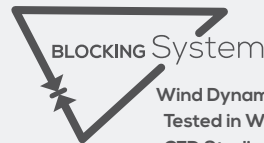
DIMENSIONS

CONFIGURATIONS*

	LENGTH	WIDTH
2VX28	28,7 m.	4 m.
3HX20	39,45 m.	3 m.

WARRANTY

- SLEWING DRIVE:** 5 YEARS
- ENGINE:** 5 YEARS
- ELECTRONICS:** 5 YEARS
- BATTERY:** UP TO 10 YEARS
- STRUCTURAL WARRANTY:** UP TO 25 YEARS
- CORROSION WARRANTY:** UP TO 25 YEARS



Sistema de
Gestión
ISO 9001:2015

www.tuv.com
ID: 9108642046



EN 1090-1
Factory
Production
Control

www.tuv.com
ID: 9109071259

info@axialstructural.com
+34 901 233 814

HEADQUARTERS SPAIN
P. E TÁCTICA C/BOTIGUERS 5
EDIFICIO MANUEL BORSO B - 2º
PATERNA (VALENCIA) ESPAÑA

FACILITIES- QUART DE POBLET
POL. INDUSTRIAL PATA DEL CID
C/RIU VINALOPÓ 23
46930 QUART DE POBLET (VALENCIA)
ESPAÑA

LATAM
TORRES REFORMA
PASEO DE LA REFORMA 483
CUAUHTÉMOC, 06500
CIUDAD DE MÉXICO, CDMX, MÉXICO

ASIA & PACIFIC
BLANC, NISHI-AZABU 301
2-7-2 NISHIAZABU, MINATO-KU,
TOKYO 106-0031 JAPAN

USA
61 DEVONSHIRE WAY,
SAN FRANCISCO, CA 94131,
EE. UU.

SIMPLE AND SAFE CONNECTION OF PHOTOVOLTAIC STRINGS, 1500 V, WITH CURRENT DETECTION

M12 / M16 / M18 / M20 / M24 / M32

The new INGECON® SUN StringBox M is a device for measuring each PV generator string current and detecting defective string current through INGECON® SUN Manager software, INGECON® SUN SCADA and/or other monitoring system. String currents can be monitored through the RS485 serial port.

The new INGECON® SUN StringBox M is a cost-effective PV string monitoring box series designed for central inverter-based PV systems. The INGECON® SUN StringBox M features efficient input and output DC wiring with fully rated DC disconnect switches for safe maintenance.

A complete range of equipment for all types of projects

Available in models ranging from 12 to 32 inputs and 1,500 V max. DC voltage, the INGECON® SUN StringBox M provide the maximum flexibility and expandability in system design. The compact and rugged IP65 enclosure is designed for installation in outdoor environments, such as roof-mounted systems and large-scale solar farms.

Maximum protection

The INGECON® SUN StringBox M is an intelligent combiner box and are equipped with touch-safe DC fuse holders, DC fuses, lightning induced DC surge arresters and load disconnect switch.

PROTECTIONS

- Up to 32 pairs of DC fuses.
- Available fuses: 10A, 12A, 15A, 16A, 20A, 25A, 30A, 32A (15A standard).
- Lightning induced DC surge arresters, type 2.
- Manual DC isolating switch.

OPTIONAL ACCESSORIES

- Lightning induced DC surge arresters, type 1+2.
- Pole mounting kit.
- PV connectors.

MAIN FEATURES

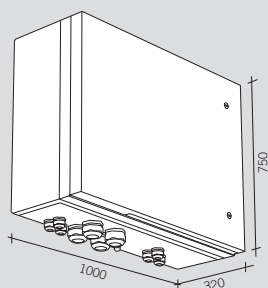
- Built to minimize system costs by providing the maximum flexibility.
- RS485 serial port for currents monitoring
- On-board temperature sensor
- Supervision of the DC isolating switch and SPD protection
- One analog input for external RTD
- Available in 12, 16, 18, 20, 24, 32 inputs versions.
- Rated for 1,500 Vdc maximum voltage.
- Simplifies input and output wiring.
- Capability to connect up to 2 DC output cables per polarity (only for 12 and 16 inputs).
- IP65 protection rating.
- Maximum protection to corrosion and pollution thanks to the isolating polyester enclosure reinforced with fiberglass.



	1,500 V			
	StringBox M 12	StringBox M 12B	StringBox M 16	StringBox M 16B
Input				
Maximum number of input strings	12 / 24 ⁽¹⁾	12 / 24 ⁽¹⁾	16 / 32 ⁽¹⁾	16 / 32 ⁽¹⁾
Max. number of measurable inputs	12	12	16	16
Maximum current per input (A)	12 / 24	12 / 24	12 / 24	12 / 24
Number of protection fuses	12	24	16	32
Type of fuses	gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA			
Maximum DC voltage	1,500 Vdc			
Cable inlet	M40 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland)			
Inlet connections	Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm²			
Output				
Rated total current (A) ⁽²⁾	144 / 288	144 / 288	192 / 384	192 / 384
Cable outlet	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm)			
Outlet connections	Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm² per pole			
DC switch disconnect rating (A)	315 / 400	315 / 400	315 / 400	315 / 400
SPD				
Type	Type 1 (optional: Type 1+2)			
Grounding connection	M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm²)			
Communication				
Type	RS485, 3 wires (A, B and GND)			
Protocol	Modbus RTU			
Connection	2 x M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm²)			
Others				
Digital inputs	Two digital inputs already linked to the auxiliary contact of DC isolating switch and to the surge protection device fault contact			
Analogue inputs	One analog input for one external RTD, precision: higher than 1.5%			
Analogue inputs connection	M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm²)			
Current measurement sensors	One sensor for each input, maximum 25 A, accuracy 0.3%			
On-board sensor	One on-board sensor for internal box temperature measurement			
General Information				
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Protection rating	IP65			
Impact strength	IK10			
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95%			
Maximum altitude ⁽³⁾	2,000 m a.s.l.			
DC switch handle	Internal, lockable in open position			
Consumption (W)	9.5		9.5	
Size (mm)	1000 x 750 x 320 (W x H x D)			
Weight (kg)	39	41	41	43
Marking	CE			
EMC and Safety standards	EN 61000-6-4, EN 61000-6-2, IEC 60364-7-712			
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033			
Electric shock protection	Class II equipment			

Notes: ⁽¹⁾ With external over-molding in line fuses and branch connectors ⁽²⁾ Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55 °C
⁽³⁾ Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

Size (mm)



M 12
39 kg.

M 12B
41 kg.

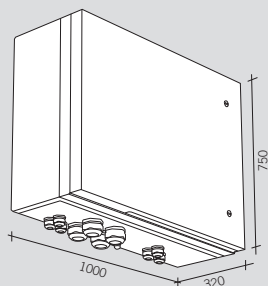
M 16
41 kg.

M 16B
43 kg.

	1,500 V			
	StringBox M 18	StringBox M 18B	StringBox M 20	StringBox M 20B
Input				
Maximum number of input strings	18	18	20	20
Maximum current per inputs	18	18	20	20
Maximum current per input (A)	12	12	12	12
Number of protection fuses	18	36	20	40
Type of fuses	gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA			
Maximum DC voltage	1,500 Vdc			
Cable inlet	M40 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland)			
Inlet connections	Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm ²			
Output				
Rated total current (A) ⁽¹⁾	216	216	240	240
Cable outlet	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm)			
Outlet connections	Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm ² per pole			
DC switch disconnect rating (A)	400	400	400	400
SPD				
Type	Type 1 (optional: Type 1+2)			
Grounding connection	M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm ²)			
Communication				
Type	RS485, 3 wires (A, B and GND)			
Protocol	Modbus RTU			
Connection	2 x M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm ²)			
Others				
Digital inputs	Two digital inputs already linked to the auxiliary contact of DC isolating switch and to the surge protection device fault contact			
Analogue inputs	One analog input for one external RTD, precision: higher than 1.5%			
Analogue inputs connection	M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm ²)			
Current measurement sensors	One sensor for each input, maximum 25 A, accuracy 0.3%			
On-board sensor	One on-board sensor for internal box temperature measurement			
General Information				
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Protection rating	IP65			
Impact strength	IK10			
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95%			
Maximum altitude ⁽²⁾	2,000 m a.s.l.			
DC switch handle	Internal, lockable in open position			
Consumption (W)	9.5			
Size (mm)	1000 x 750x 320 (W x H x D)	1250 x 750 x 320 (W x H x D)	1000 x 750x 320 (W x H x D)	1250 x 750 x 320 (W x H x D)
Weight (kg)	41	51	41	51
Marking	CE			
EMC and Safety standards	EN 61000-6-4, EN 61000-6-2, IEC 60364-7-712			
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033			
Electric shock protection	Class II equipment			

Notes: ⁽¹⁾ Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55 °C ⁽²⁾ Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

Size (mm)



M 18
41 kg.

M 18B
51 kg.

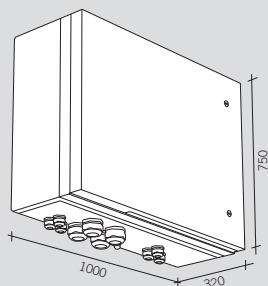
M 20
41 kg.

M 20B
51 kg.

	1,500 V			
	StringBox M 24	StringBox M 24B	StringBox M 32	StringBox M 32B
Input				
Maximum number of input strings	24	24	32	32
Maximum current per inputs	24	24	32	32
Maximum current per input (A)	12	12	12	12
Number of protection fuses	24	48	32	64
Type of fuses	gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA			
Maximum DC voltage	1,500 Vdc			
Cable inlet	M40 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland)			
Inlet connections	Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm²			
Output				
Rated total current (A) ⁽¹⁾	288	288	384	384
Cable outlet	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm)			
Outlet connections	Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm² per pole			
DC switch disconnect rating (A)	400	400	400	400
SPD				
Type	Type 1 (optional: Type 1+2)			
Grounding connection	M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm²)			
Communication				
Type	RS485, 3 wires (A, B and GND)			
Protocol	Modbus RTU			
Connection	2 x M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm²)			
Others				
Digital inputs	Two digital inputs already linked to the auxiliary contact of DC isolating switch and to the surge protection device fault contact			
Analogue inputs	One analog input for one external RTD, precision: higher than 1.5%			
Analogue inputs connection	M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm²)			
Current measurement sensors	One sensor for each input, maximum 25 A, accuracy 0.3%			
On-board sensor	One on-board sensor for internal box temperature measurement			
General Information				
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Protection rating	IP65			
Impact strength	IK10			
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95%			
Maximum altitude ⁽²⁾	2,000 m a.s.l.			
DC switch handle	Internal, lockable in open position			
Consumption (W)	9.5		10.5	
Size (mm)	1000 x 750 x 320 (W x H x D)		1250 x 750 x 320 (W x H x D)	
Weight (kg)	42	52	50	55
Marking	CE			
EMC and Safety standards	EN 61000-6-4, EN 61000-6-2, IEC 60364-7-712			
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033			
Electric shock protection	Class II equipment			

Notes: ⁽¹⁾ Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55 °C ⁽²⁾ Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

Size (mm)



M 24
42 kg.

M 24B
52 kg.

M 32
50 kg.

M 32B
55 kg.

TRANSFORMERLESS CENTRAL INVERTERS WITH A SINGLE POWER BLOCK

Up to 1800 kVA at 1500 V

Maximum power density

These PV central inverters feature more power per cubic foot. Thanks to the use of high-quality components, this inverter series performs at the highest possible level.

Latest generation electronics

The B Series inverters integrate an innovative control unit that runs faster and performs a more efficient and sophisticated inverter control, as it uses a last-generation digital signal processor. Furthermore, the hardware of the control unit allows some more accurate measurements and very reliable protections.

These inverters feature a low voltage ride-through capability and also a lower power consumption thanks to a more efficient power supply electronic board.

Improved AC connection

The output connection has been designed in order to facilitate a direct close-coupled connection with the MV transformer.

Maximum protection

These three phase inverters are equipped with a motorized DC switch to decouple the PV generator from the inverter. Moreover, they are also supplied with a motorized AC circuit breaker. Optionally, they can be supplied with DC fuses, smart grounding kit and input current monitoring.

Maximum efficiency values

Through the use of innovative electronic conversion topologies, efficiency values of up to 98.9% can be achieved. Thanks to a sophisticated control algorithm, this equipment can guarantee maximum efficiency depending on the PV power available.

Enhanced functionality

This new INGECON® SUN Power range features a revamped, improved enclosure which, together with its innovative air cooling system, makes it possible to increase the ambient operating temperature.



Up to 1800 kVA at 1500 V

Long-lasting design

The inverters have been designed to guarantee a long life expectancy, as demonstrated by the stress tests they are subjected to. Standard 5 year warranty, extendable for up to 25 years.

Grid support

The INGECON® SUN Power B Series has been designed to comply with the grid connection requirements in different countries, contributing to the quality and stability of the electric system. These inverters therefore feature a low voltage ride-through capability, and can deliver reactive power and control the active power delivered to the grid. Moreover,

they can operate in weak power grids with a low short-circuit ratio (SCR).

Ease of maintenance

All the elements can be removed or replaced directly from the inverter's front side, thanks to its new design.

Easy to operate

The INGECON® SUN Power inverters feature an LCD screen for the simple and convenient monitoring of the inverter status and a range of internal variables.

The display also includes a number of LEDs to show the inverter operating status with warning lights to indicate any incidents. All this helps to simplify and facilitate maintenance tasks.

Monitoring and communication

Ethernet communications supplied as standard. The following applications are included at no extra cost: INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor and its Smartphone version Web Monitor, available on the App Store. These applications are used for monitoring and recording the inverter's internal operating variables through the Internet (alarms, real time production, etc.), in addition to the historical production data.

Two communication ports available (one for monitoring and one for plant controlling), allowing fast and simultaneous plant control.

PROTECTIONS

- DC Reverse polarity.
- Short-circuits and overloads at the output.
- Anti-islanding with automatic disconnection.
- Insulation failure DC.
- Up to 15 pairs of fuse-holders.
- Lightning induced DC and AC surge arresters, type II.
- Motorized DC switch to automatically disconnect the inverter from the PV array.
- Motorized AC circuit breaker.
- Low-voltage ride-through capability.
- Hardware protection via firmware.
- Additional protection for the power electronics, as it is air-cooled by a closed loop.

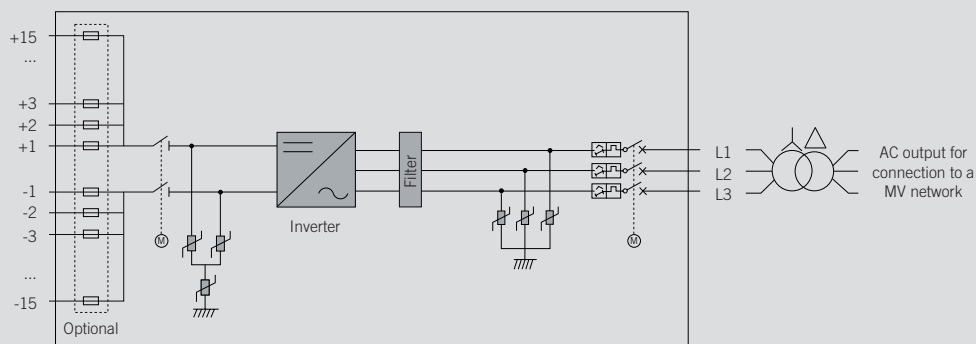
OPTIONAL ACCESSORIES

- Auxiliary services feeder.
- Grounding kit.
- Heating kit, for operating at an ambient temperature of down to -30 °C.
- Lightning induced DC surge arresters, type I+II.
- DC fuses.
- Monitoring of the DC currents.
- Sand trap kit.
- Wattmeter on the AC side.
- PID prevention kit (PID: Potential Induced Degradation).
- Nighttime reactive power injection.
- Integrated DC combiner box.

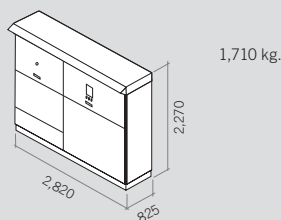
ADVANTAGES OF THE B SERIES

- Higher power density.
- Latest generation electronics.
- More efficient electronic protection.
- Night time supply to communicate with the inverter at night.
- Enhanced performance.
- Easier maintenance thanks to its new design and enclosure.
- Lightweight spares.
- It allows to ground the PV array.
- Components easily replaceable.

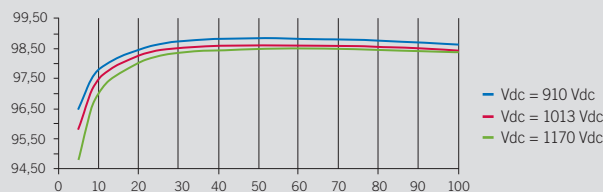
Power B Series



Size and weight (mm)



Efficiency INGECON® SUN 1640TL B630



	1170TL B450	1400TL B540	1500TL B578	1560TL B600	1600TL B615
Input (DC)					
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	1,157 - 1520 kWp	1,389 - 1,824 kWp	1,487 - 1,952 kWp	1,543 - 2,027 kWp	1,582 - 2,077 kWp
Voltage Range MPP ⁽²⁾	655 - 1,300 V	783 - 1,300 V	837 - 1,300 V	868 - 1,300 V	889 - 1,300 V
Maximum voltage ⁽³⁾	1,500 V				
Maximum current	1,850 A				
N° inputs with fuse holders	6 up to 15 (up to 12 with the combiner box)				
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)				
Type of connection	Connection to copper bars				
Power blocks	1				
MPPT	1				
Max. current at each input	From 40 A to 350 A for positive and negative poles				
Input protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)				
DC switch	Motorized DC load break disconnect				
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
Output (AC)					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	1,169 kVA / 1,052 kVA	1,403 kVA / 1,263 kVA	1,502 kVA / 1,352 kVA	1,559 kVA / 1,403 kVA	1,598 kVA / 1,438 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	1,500 A / 1,350 A				
Power IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	1,169 kVA / 1,035 kVA	1,403 kVA / 1,242 kVA	1,502 kVA / 1,330 kVA	1,559 kVA / 1,380 kVA	1,598 kVA / 1,415 kVA
Current IP56 @ 27°C / @ 50°C ⁽⁴⁾	1,500 A / 1,328 A				
Rated voltage ⁽⁵⁾	450 V IT System	540 V IT System	578 V IT System	600 V IT System	615 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor ⁽⁶⁾	1				
Power Factor adjustable	Yes, 0-1 (leading / lagging)				
THD (Total Harmonic Distortion) ⁽⁷⁾	<3%				
Output protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters				
AC breaker	Motorized AC circuit breaker				
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection				
Other protections	AC short circuits and overloads				
Features					
Maximum efficiency	98.9%				
Euroefficiency	98.5%				
Max. consumption aux. services	4,700 W (25 A)				
Stand-by or night consumption ⁽⁸⁾	90 W				
Average power consumption per day	2,000 W				
General Information					
Ambient temperature	-20 °C to +57 °C				
Relative humidity (non-condensing)	0 - 100%				
Protection class	IP54 (IP56 with the sand trap kit)				
Maximum altitude	4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department)				
Cooling system	Air forced with temperature control (230 V phase + neutral power supply)				
Air flow range	0 - 7,800 m³/h				
Average air flow	4,200 m³/h				
Acoustic emission (100% / 50% load)	<66 dB(A) at 10m / <54.5 dB(A) at 10m				
Marking	CE				
EMC and security standards	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100				
Grid connection standards	IEC 62116, Arrêté 23-04-2008, CEI 0-16 Ed. III, Terna A68, G59/2, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie:2011, P.O.12.3, South African Grid code (ver 2.6), Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruan Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, GGC&CGC China, DEWA (Dubai) Grid code, Jordan Grid Code				

Notes: ⁽¹⁾ Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions ⁽²⁾ V_{mpp,min} is for rated conditions (V_{ac}=1 p.u. and Power Factor=1) ⁽³⁾ Consider the voltage increase of the 'V_{oc}' at low temperatures ⁽⁴⁾ With the sand trap kit ⁽⁵⁾ Other AC voltages and powers available upon request ⁽⁶⁾ For P_{out}>25% of the rated power ⁽⁷⁾ For P_{out}>25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4 ⁽⁸⁾ Consumption from PV field when there is PV power available.

	1640TL B630	1665TL B640	1690TL B650	1740TL B670	1800TL B690
Input (DC)					
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	1,620 - 2,128 kWp	1,646 - 2,162 kWp	1,672 - 2,196 kWp	1,723 - 2,263 kWp	1,775 - 2,330 kWp
Voltage Range MPP ⁽²⁾	910 - 1,300 V	922 - 1,300 V	937 - 1,300 V	965 - 1,300 V	994 - 1,300 V
Maximum voltage ⁽³⁾	1,500 V				
Maximum current	1,850 A				
N° inputs with fuse holders	6 up to 15 (up to 12 with the combiner box)				
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)				
Type of connection	Connection to copper bars				
Power blocks	1				
MPPT	1				
Max. current at each input	From 40 A to 350 A for positive and negative poles				
Input protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)				
DC switch	Motorized DC load break disconnect				
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
Output (AC)					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	1,637 kVA / 1,473 kVA	1,663 kVA / 1,496.5 kVA	1,689 kVA / 1,520 kVA	1,741 kVA / 1,567 kVA	1,793 kVA / 1,613 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	1,500 A / 1,350 A				
Power IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	1,637 kVA / 1,449 kVA	1,663 kVA / 1,472 kVA	1,689 kVA / 1,495 kVA	1,741 kVA / 1,541 kVA	1,793 kVA / 1,587 kVA
Current IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	1,500 A / 1,328 A				
Rated voltage ⁽⁵⁾	630 V IT System	640 V IT System	650 V IT System	670 V IT System	690 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor ⁽⁶⁾	1				
Power Factor adjustable	Yes, 0-1 (leading / lagging)				
THD (Total Harmonic Distortion) ⁽⁷⁾	<3%				
Output protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters				
AC breaker	Motorized AC circuit breaker				
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection				
Other protections	AC short circuits and overloads				
Features					
Maximum efficiency	98.9%				
Euroefficiency	98.5%				
Max. consumption aux. services	4,700 W (25 A)				
Stand-by or night consumption ⁽⁸⁾	90 W				
Average power consumption per day	2,000 W				
General Information					
Operating temperature	-20 °C to +57 °C				
Relative humidity (non-condensing)	0 - 100%				
Protection class	IP54 (IP56 with the sand trap kit)				
Maximum altitude	4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department)				
Cooling system	Air forced with temperature control (230 V phase + neutral power supply)				
Air flow range	0 - 7,800 m³/h				
Average air flow	4,200 m³/h				
Acoustic emission (100% / 50% load)	<66 dB(A) at 10m / <54.5 dB(A) at 10m				
Marking	CE				
EMC and security standards	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100				
Grid connection standards	IEC 62116, Arrêté 23-04-2008, CEI 0-16 Ed. III, Terna A68, G59/2, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie:2011, P.O.12.3, South African Grid code (ver 2.6), Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruan Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, GGC&CGC China, DEWA (Dubai) Grid code, Jordan Grid Code				

Notes: ⁽¹⁾ Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions ⁽²⁾ V_{mpp,min} is for rated conditions (V_{ac}=1 p.u. and Power Factor=1) ⁽³⁾ Consider the voltage increase of the 'V_{oc}' at low temperatures ⁽⁴⁾ With the sand trap kit ⁽⁵⁾ Other AC voltages and powers available upon request ⁽⁶⁾ For P_{out}>25% of the rated power ⁽⁷⁾ For P_{out}>25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4 ⁽⁸⁾ Consumption from PV field when there is PV power available.

ANEXO B: PLANOS

En este anexo se encuentra, por este orden, los siguientes planos:

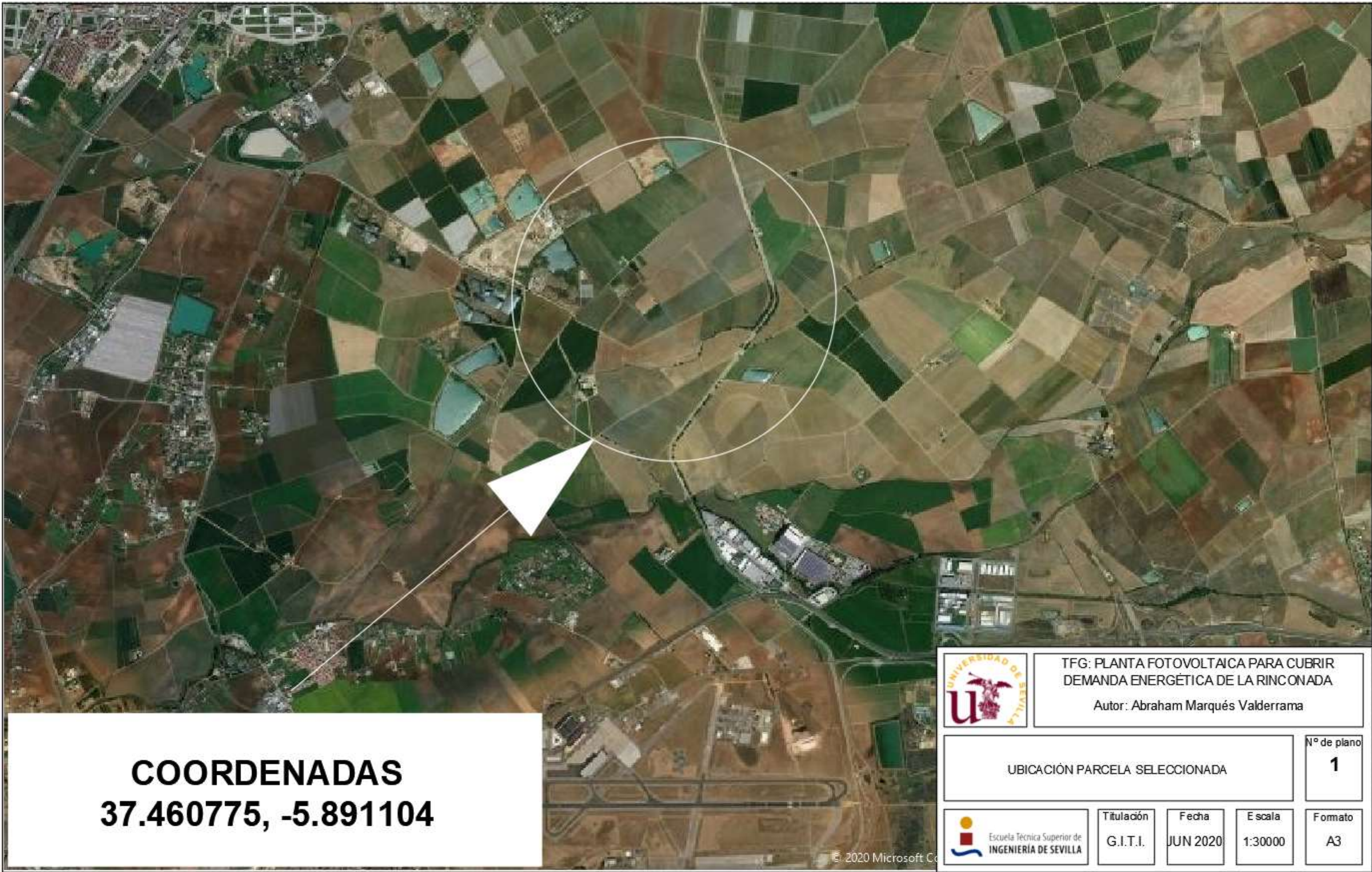
-Planos elaborados para la planta:

- 1) Ubicación parcela seleccionada.
- 2) Selección parcelas en catastro.
- 3) Parcela seleccionada.
- 4) Visualización general (mostrando ubicación).
- 5) Visualización general.
- 6) Distribución islas.
- 7) Distribución isla.
- 8) Distribución string box por isla.
- 9) Distribución inversor por isla.
- 10) Distribución cable solar string box tipo 1.
- 11) Distribución cable solar string box tipo 2.
- 12) Distribución cable solar string box tipo 3.
- 13) Distribución cable solar string box tipo 4.
- 14) Distribución cable string box – inversor.
- 15) Diagrama unifilar (1).
- 16) Diagrama unifilar (2).
- 17) Dimensiones agrupación de string box tipo 1 y 2.
- 18) Dimensiones agrupación de string box tipo 3 y 4.

- Plano de ordenación del suelo no urbanizable del plan general de organización urbana de 2007 (La Rinconada).

-Referencias catastrales:

- 1) 41081A015000150000DS.
- 2) 41081A015001110000DE.
- 3) 41081A015000190000DW.
- 4) 41081A015000840000DU.





Las parcelas han sido seleccionadas en la sede catastral.
 Web: <http://www.sedecatastro.gob.es/>

Parcelas:

- 1- 41081A015000150000DS
- 2- 41081A015001110000DE
- 3- 41081A015000190000DW
- 4- 41081A015000840000DU



TFG: PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CUBRIR
 DEMANDA ENERGÉTICA DE LA RINCONADA

Autor: Abraham Marqués Valderrama

SELECCIÓN PARCELAS EN CATASTRO

Nº de plano
 2

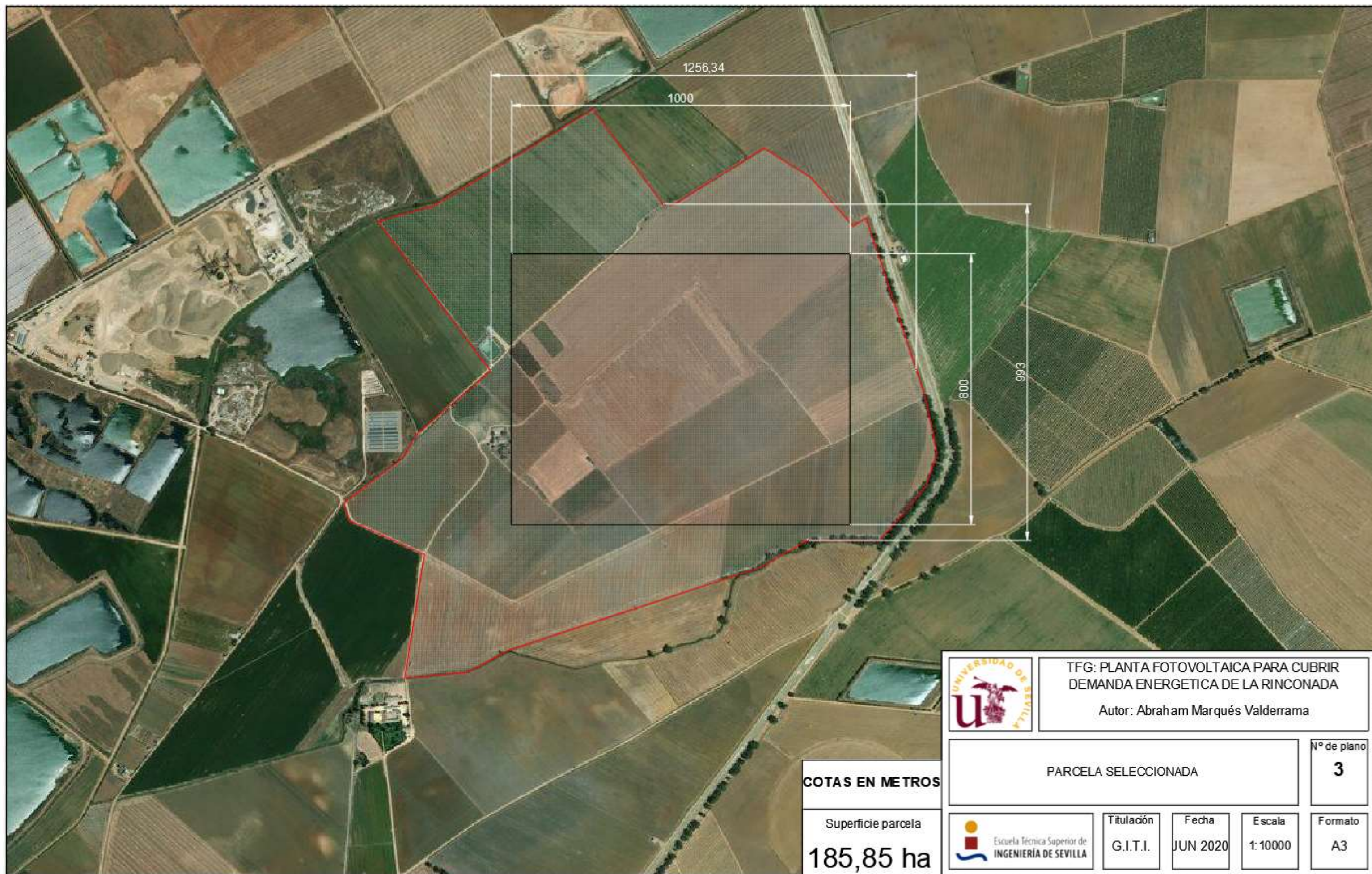


Titulación
 G.I.T.I.

Fecha
 JUN 2020

Escala

Formato
 A3



TFG: PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CUBRIR
DEMANDA ENERGETICA DE LA RINCONADA

Autor: Abraham Marqués Valderrama

PARCELA SELECCIONADA

Nº de plano
3

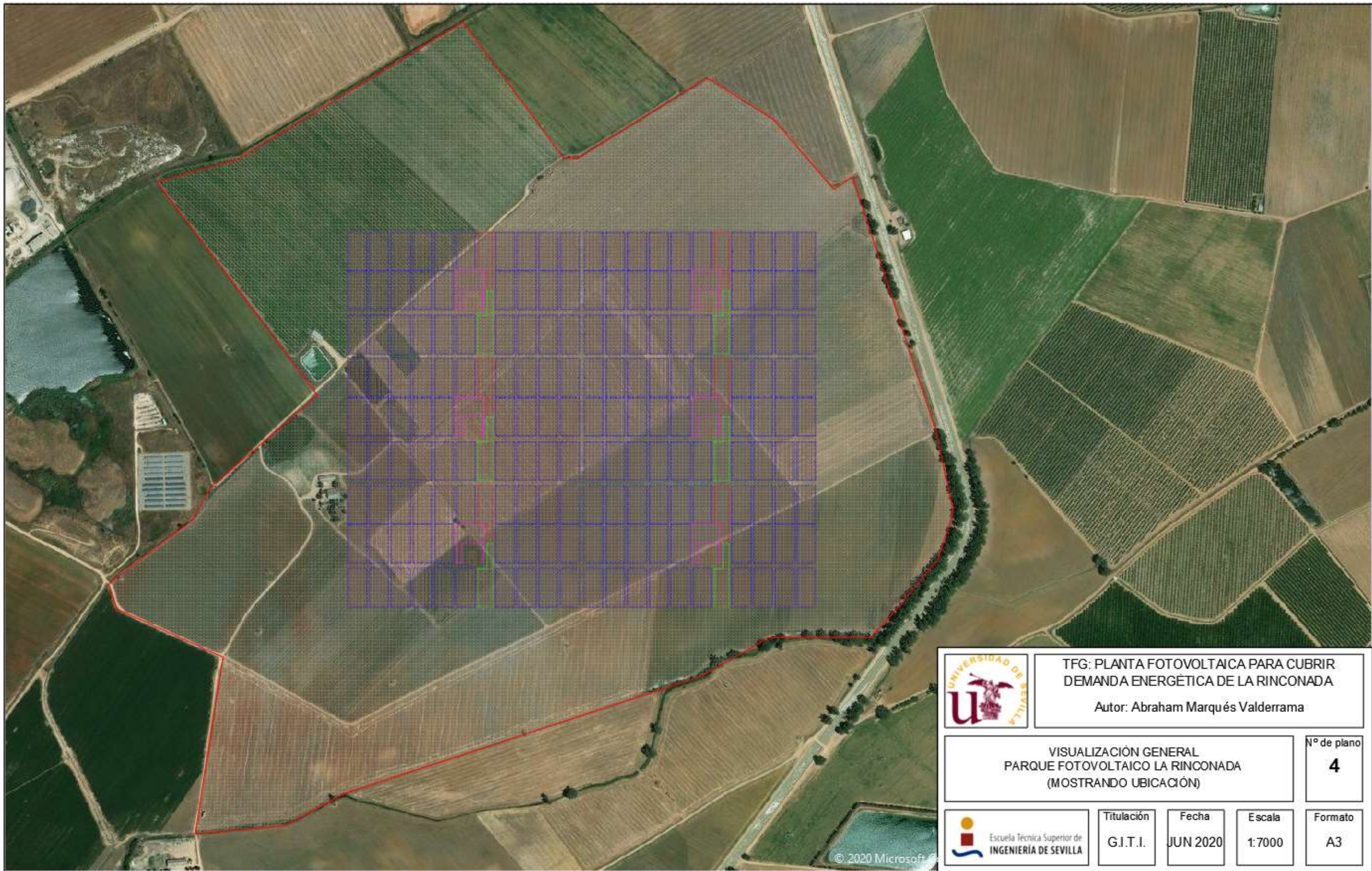


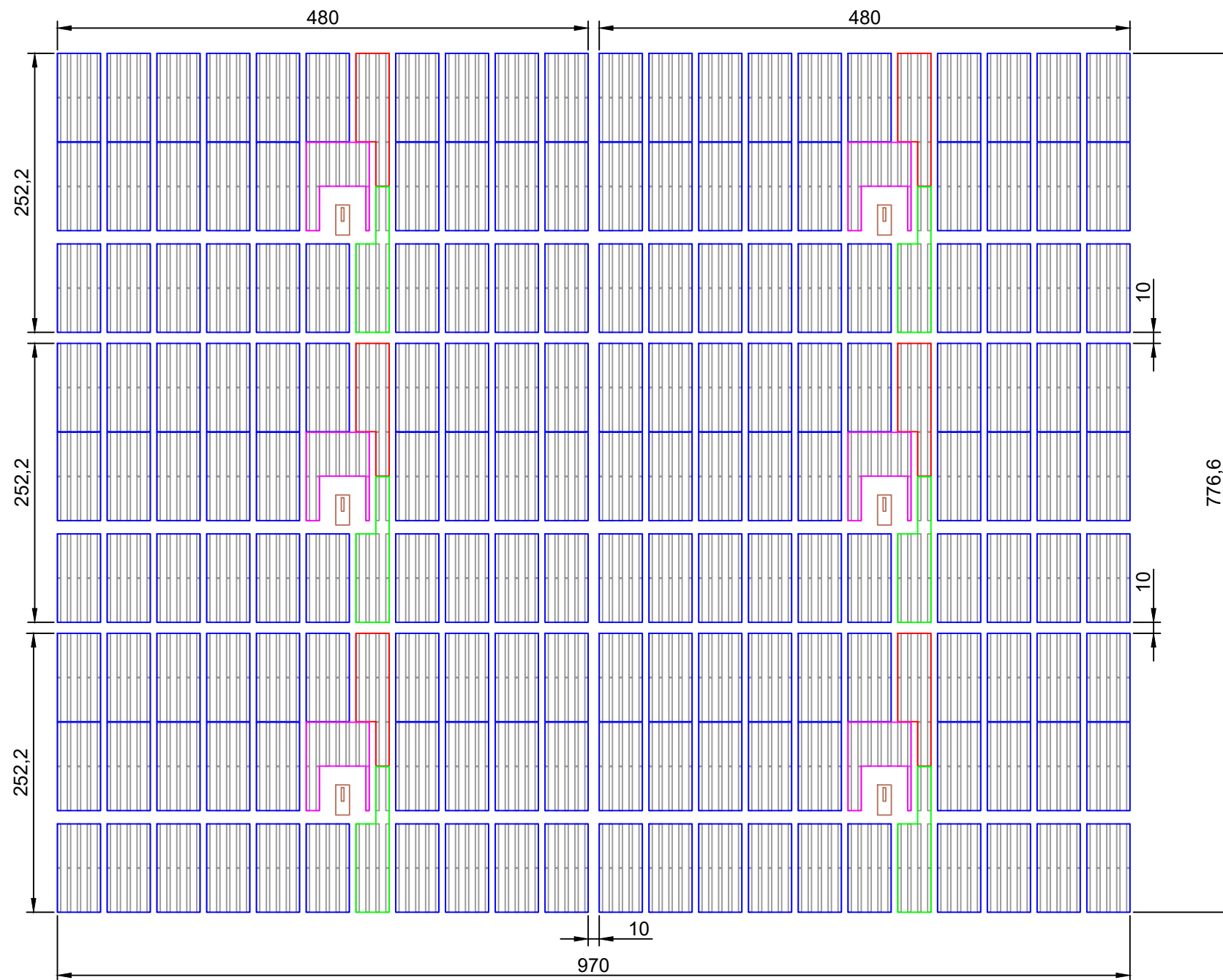
Titulación
G.I.T.I.

Fecha
JUN 2020

Escala
1:10000

Formato
A3





COTAS EN METROS



TFG: PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CUBRIR
DEMANDA ENERGÉTICA DE LA RINCONADA

Autor: Abraham Marqués Valderrama

VISUALIZACIÓN GENERAL
PARQUE FOTOVOLTAICO LA RINCONADA

Nº de plano

5

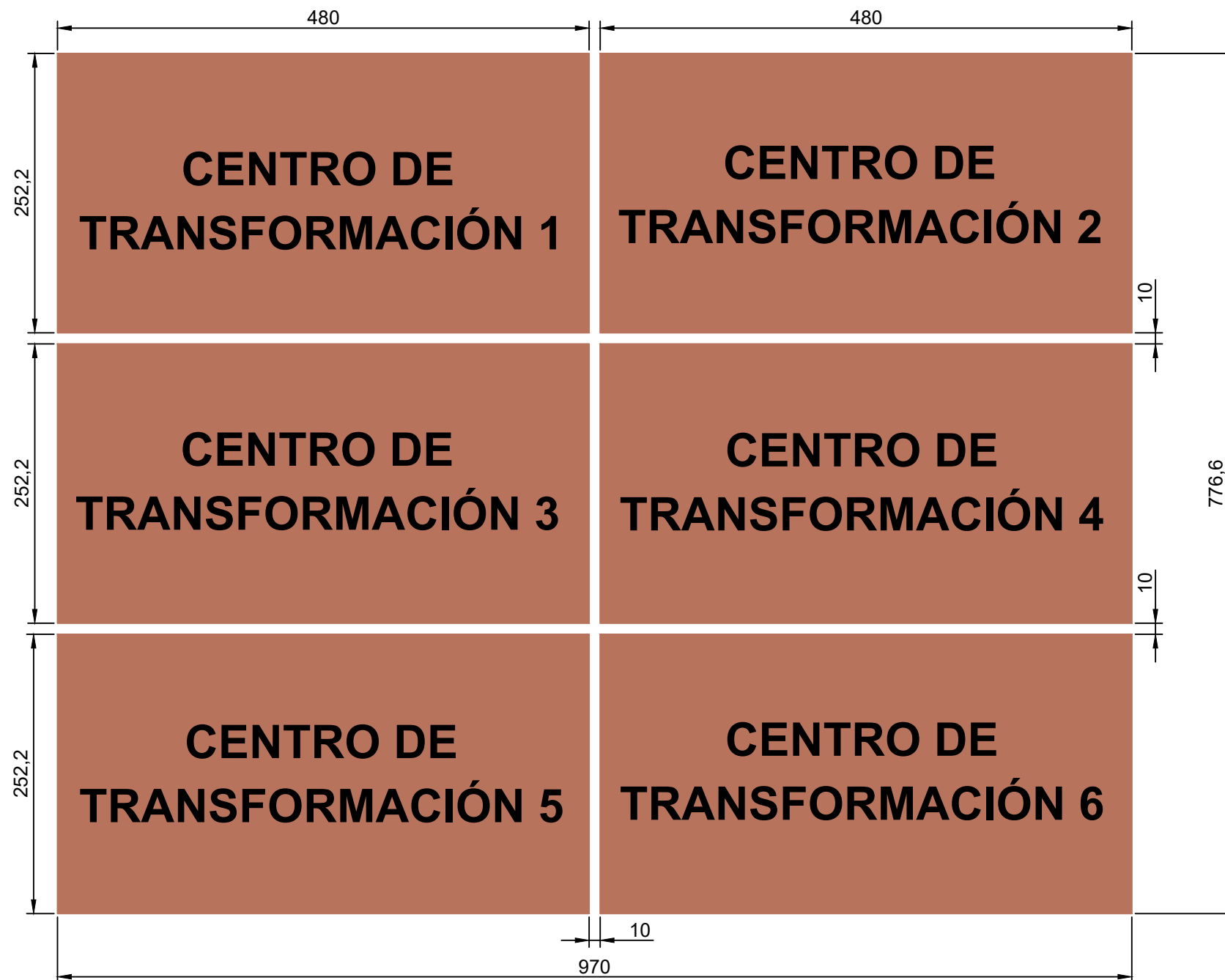


Titulación
G.I.T.I.

Fecha
JUN 2020

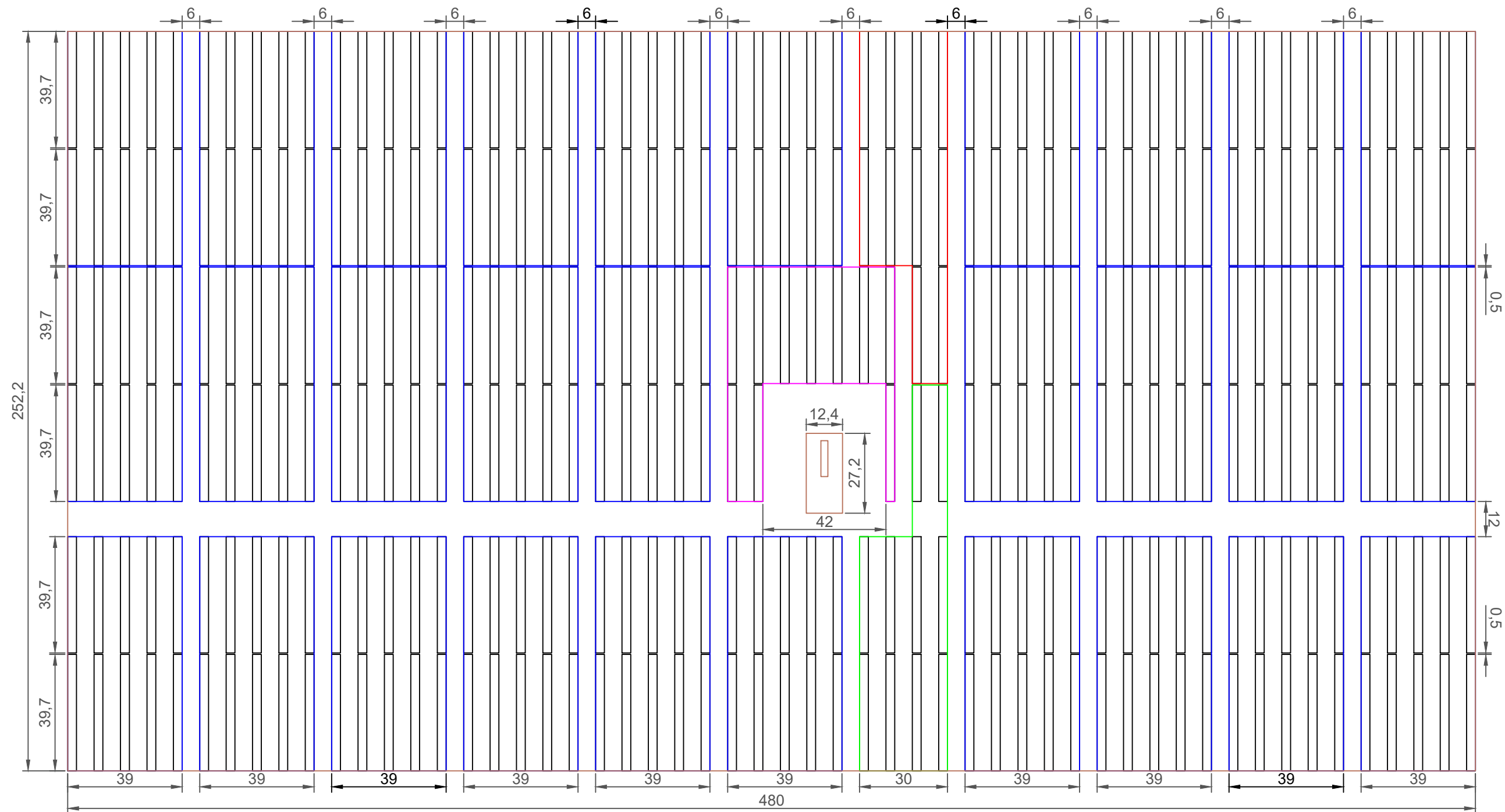
Escala
1:5000

Formato
A3



COTAS EN METROS

	TFG: PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CUBRIR DEMANDA ENERGÉTICA DE LA RINCONADA			
	Autor: Abraham Marqués Valderrama			
DISTRIBUCIÓN ISLAS (CENTROS DE TRANSFORMACIÓN) DE LA PLANTA			Nº de plano	6
	Titulación	Fecha	Escala	Formato
	G.I.T.I.	JUN 2020	1:5000	A3



Cotas en metros

LEYENDA

- STRING BOX TIPO 1
- STRING BOX TIPO 2
- STRING BOX TIPO 3
- STRING BOX TIPO 4



TFG: PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CUBRIR
DEMANDA ENERGÉTICA DE LA RINCONADA

Autor: Abraham Marqués Valderrama

DISTRIBUCIÓN ISLA

Nº de plano

7

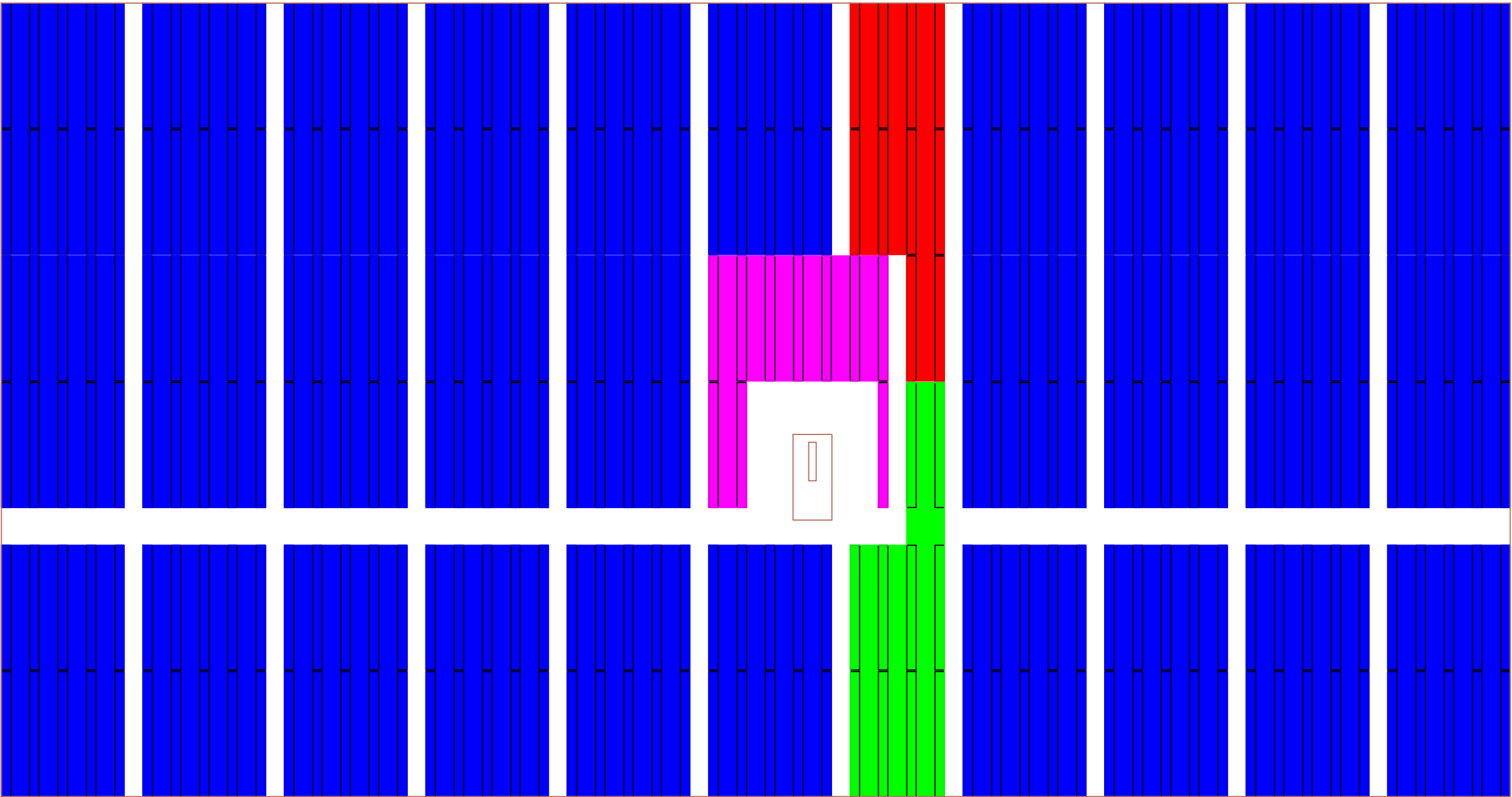


Titulación
G.I.T.I.

Fecha
JUN 2020

Escala
1:1500

Formato
A3



- LEYENDA**
- STRING BOX TIPO 1
 - STRING BOX TIPO 2
 - STRING BOX TIPO 3
 - STRING BOX TIPO 4



TFG: PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CUBRIR
DEMANDA ENERGÉTICA DE LA RINCONADA
Autor: Abraham Marqués Valderrama

DISTRIBUCIÓN STRING BOX POR ISLA

Nº de plano
8

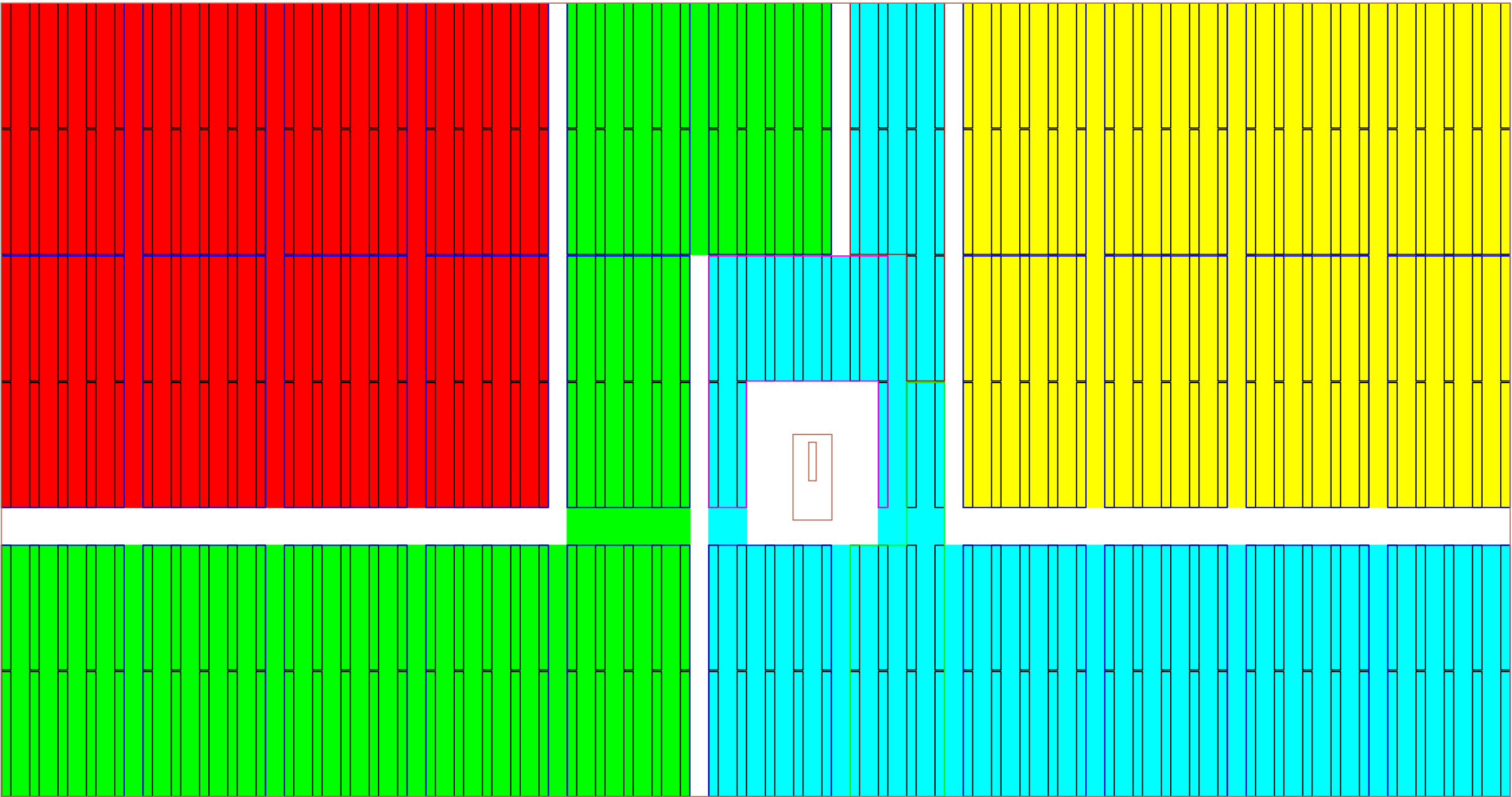


Titulación
G.I.T.I.

Fecha
JUN 2020

Escala
1:1500

Formato
A3



TFG: PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CUBRIR
DEMANDA ENERGÉTICA DE LA RINCONADA

Autor: Abraham Marqués Valderrama

LEYENDA

- INVERSOR 1
- INVERSOR 2
- INVERSOR 3
- INVERSOR 4



Titulación
G.I.T.I.

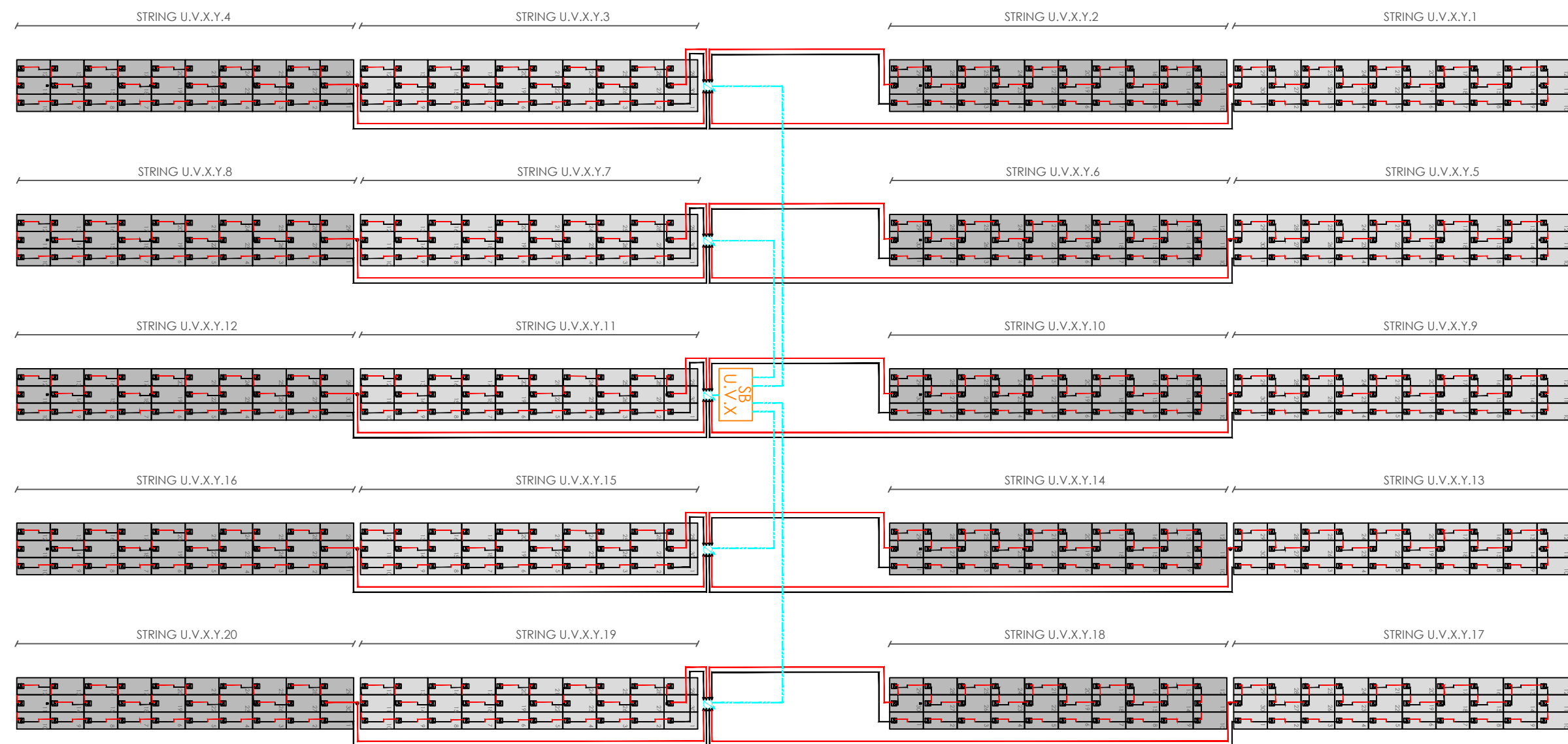
Fecha
JUN 2020

Escala
1:1500

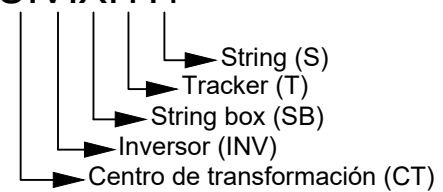
Nº de plano
9

DISTRIBUCIÓN INVERSOR POR ISLA

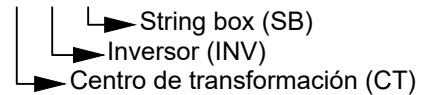
Formato
A3



STRING U.V.X.Y.1



SB U.V.X.



— Cable positivo
— Cable negativo
— Tubo cableado

Plano esquemático. No está a escala

Las mediciones de los cables se encuentran en el anexo del cálculo del cableado.



TFG: PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CUBRIR
DEMANDA ENERGÉTICA DE LA RINCONADA

Autor: Abraham Marqués Valderrama

DISTRIBUCIÓN CABLE SOLAR
STRING BOX TIPO 1

Nº de plano

10



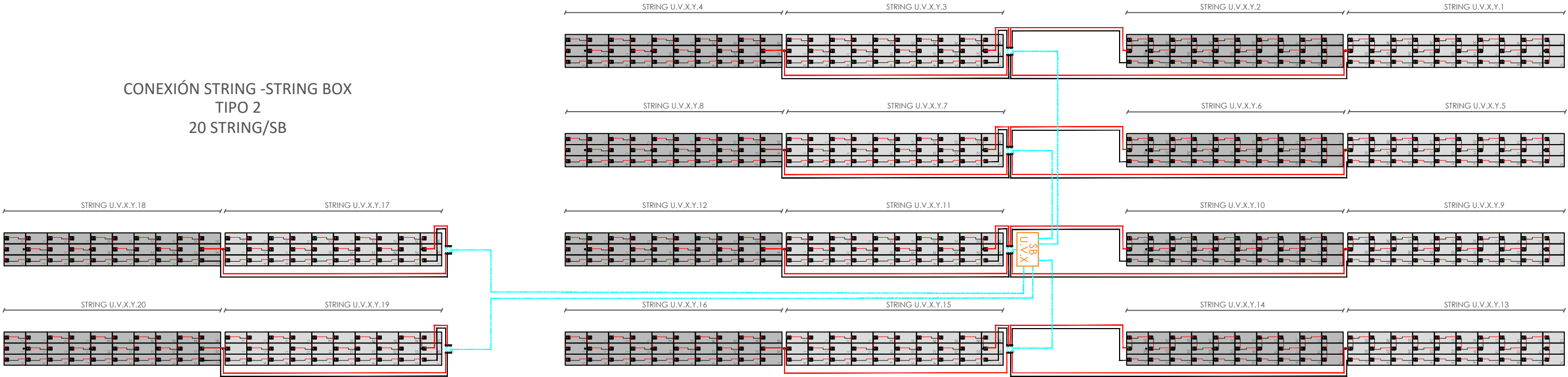
Titulación
G.I.T.I.

Fecha
JUN 2020

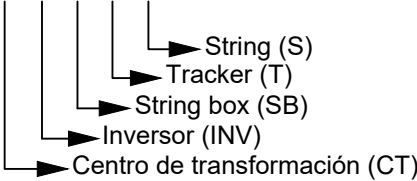
Escala

Formato
A3

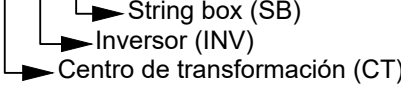
CONEXIÓN STRING -STRING BOX
TIPO 2
20 STRING/SB



STRING U.V.X.Y.1



SB U.V.X.



- Cable positivo
- Cable negativo
- Tubo cableado

Plano esquemático. No está a escala

Las mediciones de los cables se encuentran en el anexo del cálculo del cableado.



TFG: PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CUBRIR
DEMANDA ENERGÉTICA DE LA RINCONADA
Autor: Abraham Marqués Valderrama



Titulación
G.I.T.I.

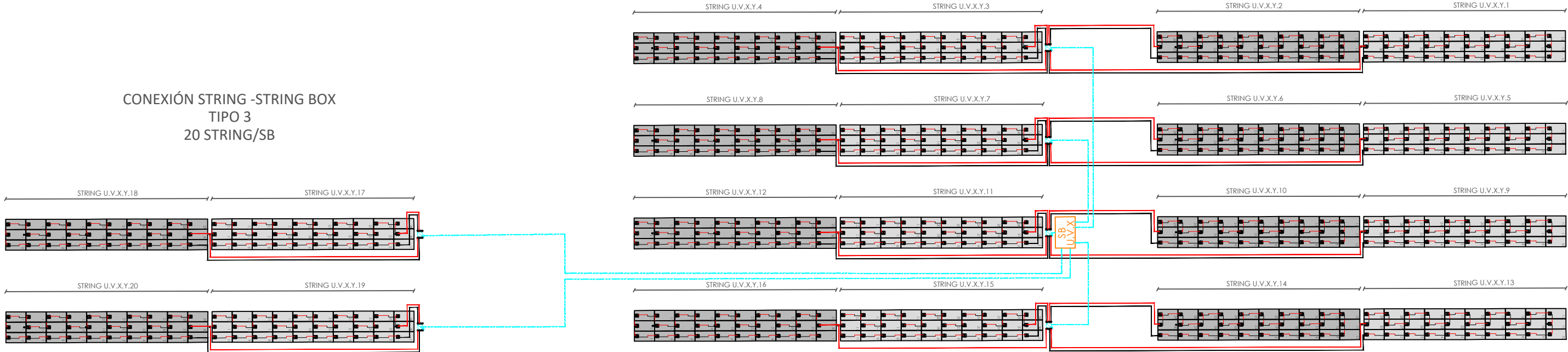
Fecha
JUN 2020

Escala

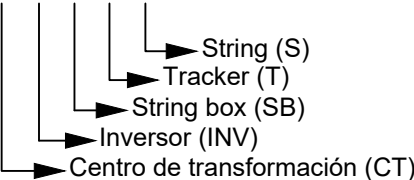
Nº de plano
11
Formato
A3

DISTRIBUCIÓN CABLE SOLAR
STRING BOX TIPO 2

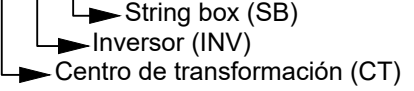
CONEXIÓN STRING -STRING BOX
TIPO 3
20 STRING/SB



STRING U.V.X.Y.1



SB U.V.X.



- Cable positivo
- Cable negativo
- Tubo cableado

Plano esquemático. No está a escala

Las mediciones de los cables se encuentran en el anexo del cálculo del cableado.



TFG: PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CUBRIR
DEMANDA ENERGÉTICA DE LA RINCONADA
Autor: Abraham Marqués Valderrama

DISTRIBUCIÓN CABLE SOLAR
STRING BOX TIPO 3

Nº de plano
12

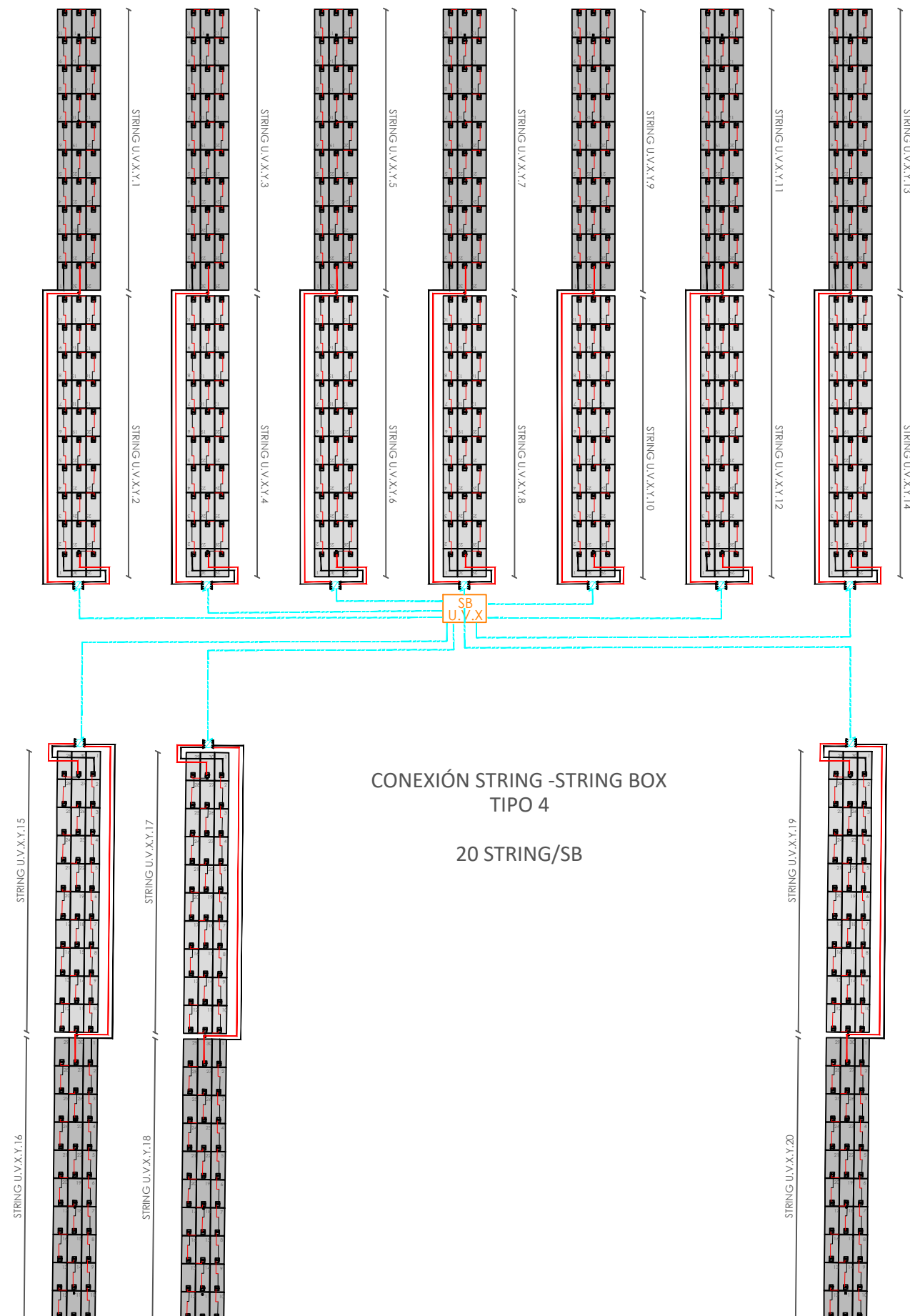


Titulación
G.I.T.I.

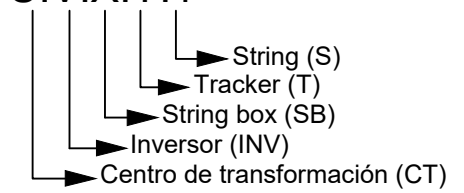
Fecha
JUN 2020

Escala

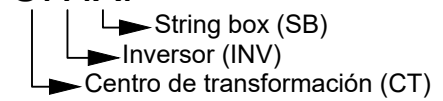
Formato
A3



STRING U.V.X.Y.1



SB U.V.X.



- Cable positivo
- Cable negativo
- Tubo cableado

Plano esquemático. No está a escala

Las mediciones de los cables se encuentran en el anexo del cálculo del cableado.



TFG: PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CUBRIR
DEMANDA ENERGÉTICA DE LA RINCONADA

Autor: Abraham Marqués Valderrama

DISTRIBUCIÓN CABLE SOLAR
STRING BOX TIPO 4

Nº de plano

13

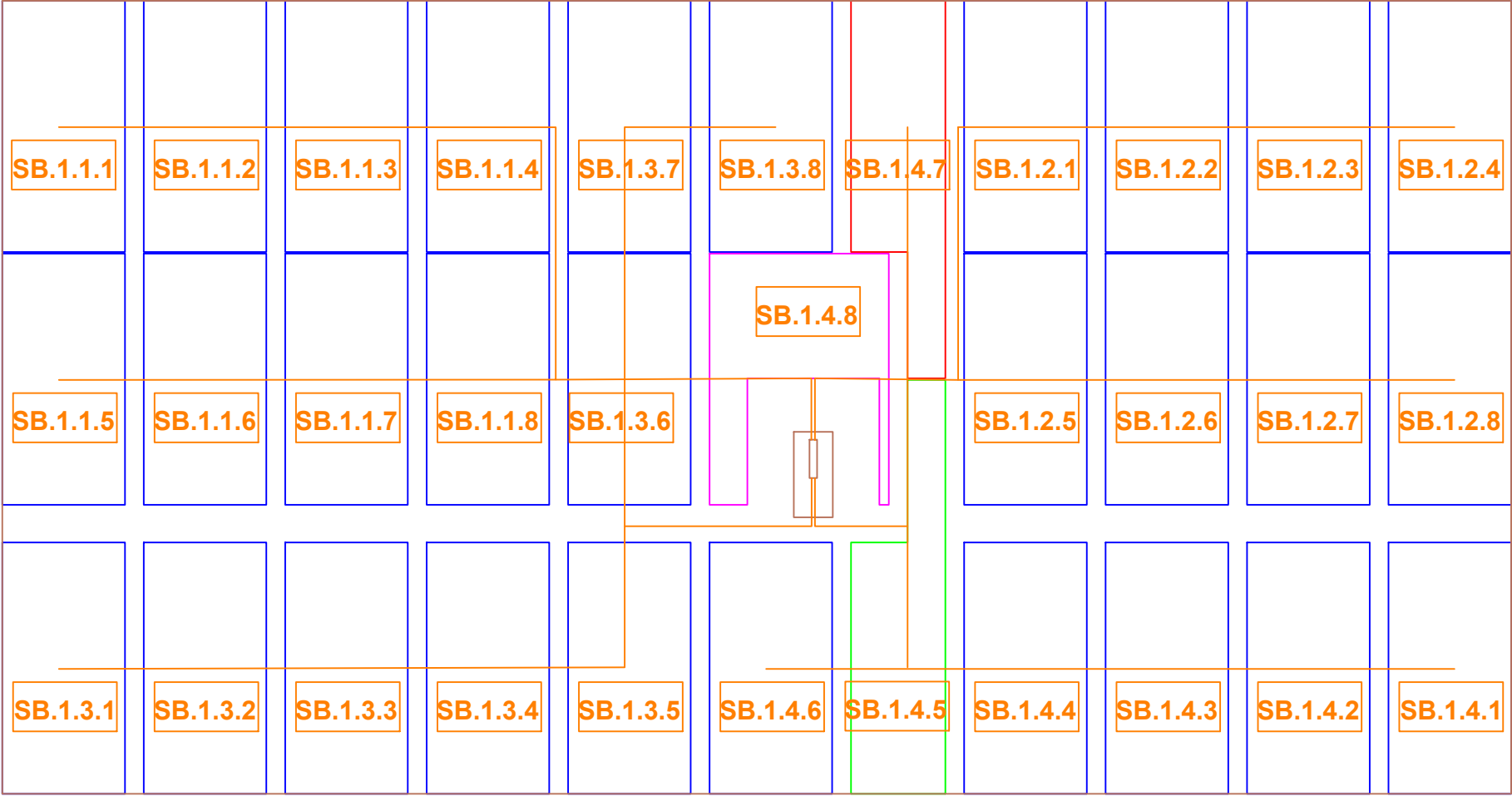


Titulación
G.I.T.I.

Fecha
JUN 2020

Escala

Formato
A3



Mediciones		
Desde	Hasta	Longitud [m]
SB1.1.1	INV1.1	687
SB1.1.2	INV1.1	597
SB1.1.3	INV1.1	507
SB1.1.4	INV1.1	417
SB1.1.5	INV1.1	527
SB1.1.6	INV1.1	437
SB1.1.7	INV1.1	347
SB1.1.8	INV1.1	257
SB1.2.1	INV1.2	669
SB1.2.2	INV1.2	579
SB1.2.3	INV1.2	489
SB1.2.4	INV1.2	399
SB1.2.5	INV1.2	509
SB1.2.6	INV1.2	419
SB1.2.7	INV1.2	329
SB1.2.8	INV1.2	239
SB1.3.1	INV1.3	609
SB1.3.2	INV1.3	519
SB1.3.3	INV1.3	429
SB1.3.4	INV1.3	339
SB1.3.5	INV1.3	249
SB1.3.6	INV1.3	252
SB1.3.7	INV1.3	413
SB1.3.8	INV1.3	509
SB1.4.1	INV1.4	537
SB1.4.2	INV1.4	447
SB1.4.3	INV1.4	357
SB1.4.4	INV1.4	267
SB1.4.5	INV1.4	189
SB1.4.6	INV1.4	279
SB1.4.7	INV1.4	353
SB1.4.8	INV1.4	264
El valor de longitud incluye: -Longitud cable positivo -Longitud cable negativo -Subida y bajada de cable a String Box		

MEDICIONES ZANJAS	
INVERSOR	METROS
1	492
2	492
3	476
4	457

LEYENDA

CABLE STRING BOX - INVERSOR

STRING BOX TIPO 1

STRING BOX TIPO 2

STRING BOX TIPO 3

STRING BOX TIPO 4

SB1.1.1

String box (SB)

Inversor (INV)

Centro de transformación (CT)

TFG: PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CUBRIR DEMANDA ENERGÉTICA DE LA RINCONADA

Autor: Abraham Marqués Valderrama

DISTRIBUCIÓN CABLE STRING BOX - INVERSOR

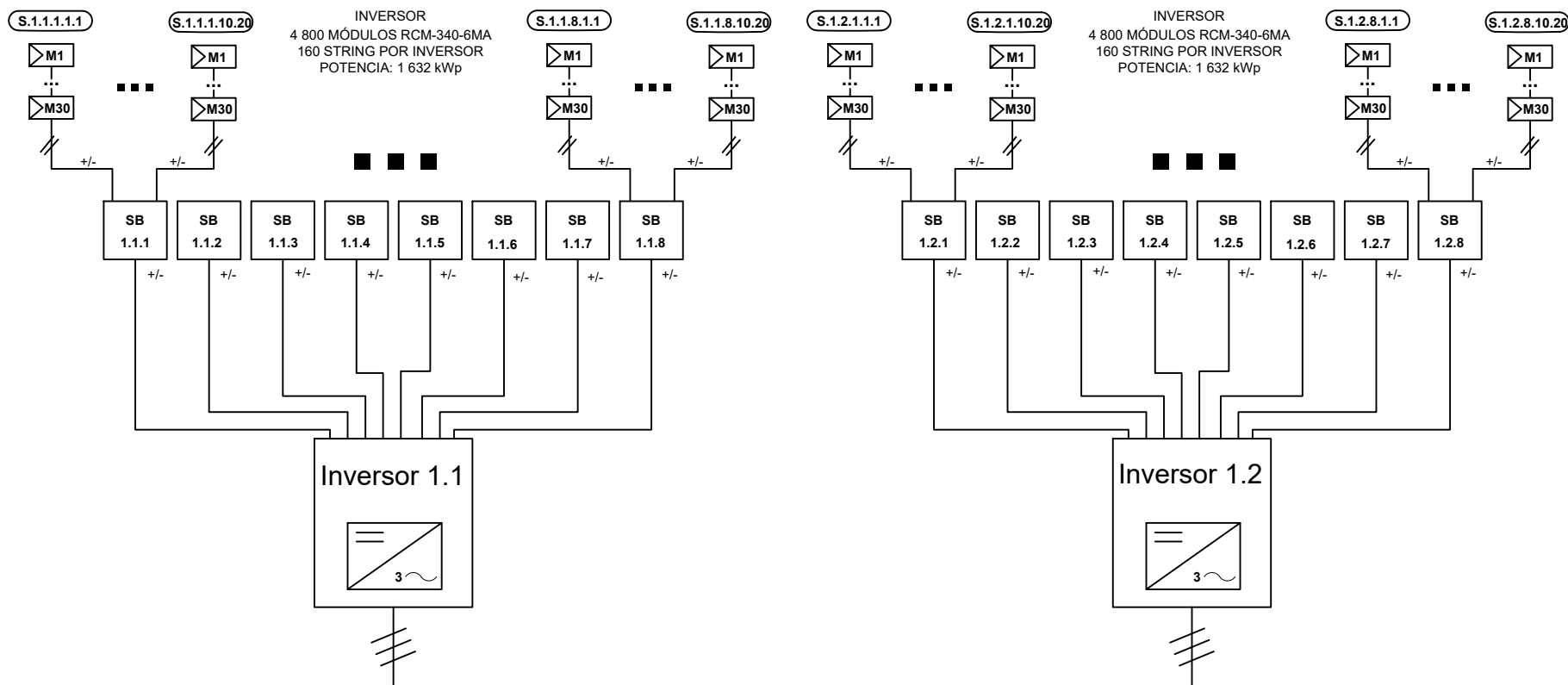
Nº de plano
14

Titulación
G.I.T.I.

Fecha
JUN 2020

Escala
1:2000

Formato
A3



LEYENDA

Plano esquemático. Sin escala



SB1.1.1

- String box (SB)
- Inversor (INV)
- Centro de transformación (CT)



Módulo fotovoltaico



Inversor

⎓ Circuito CC (+/-)

S1.1.1.1.1

S1.1.1.1.1

- String (S)
- Tracker (T)
- String box (SB)
- Inversor (INV)
- Centro de transformación (CT)

⎓ Circuito CA (3F)



TFG: PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CUBRIR
DEMANDA ENERGÉTICA DE LA RINCONADA

Autor: Abraham Marqués Valderrama

DIAGRAMA UNIFILAR (1)

Nº de plano

15

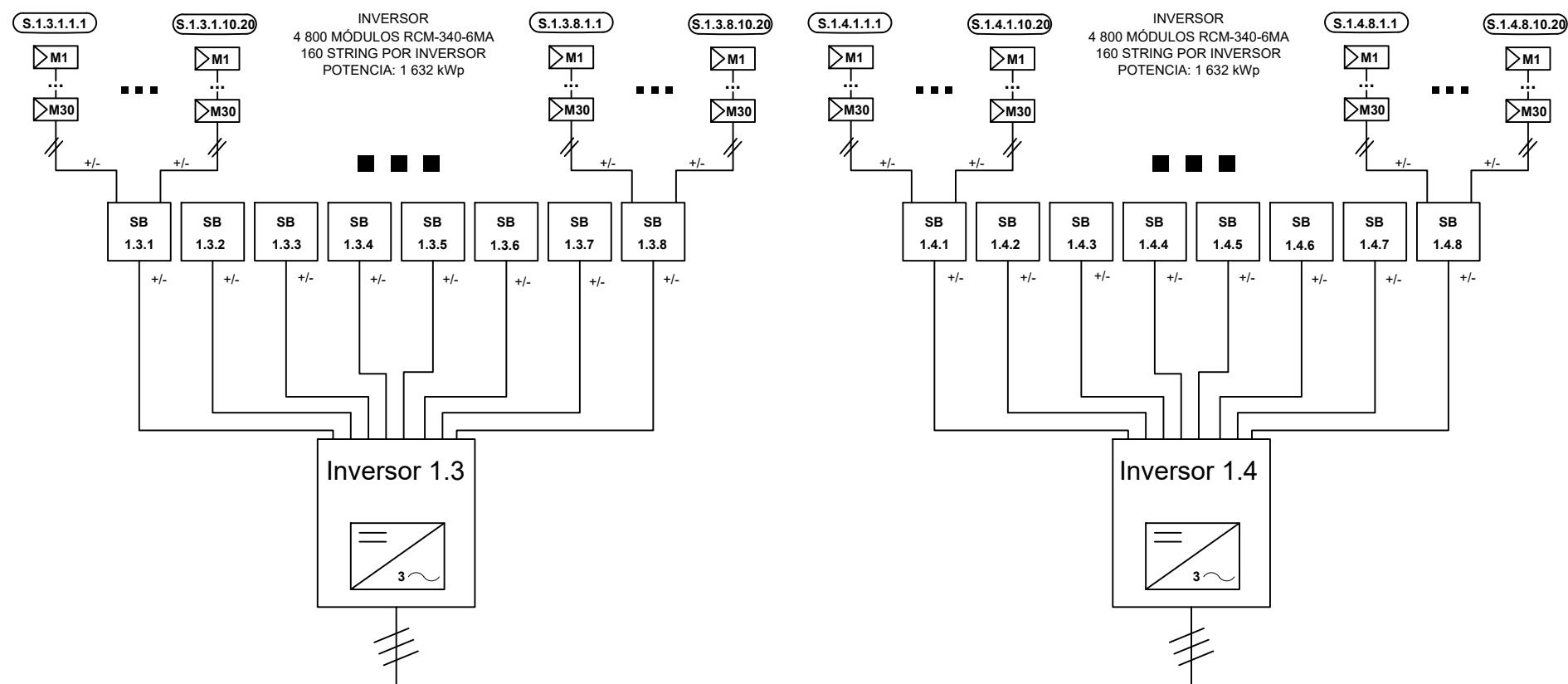


Titulación
G.I.T.I.

Fecha
JUN 2020

Escala

Formato
A4



LEYENDA

Plano esquemático. Sin escala



SB1.1.1

- String box (SB)
- Inversor (INV)
- Centro de transformación (CT)



Módulo fotovoltaico



Inversor

⚡ Circuito CC (+/-)

S1.1.1.1.1

- String (S)
- Tracker (T)
- String box (SB)
- Inversor (INV)
- Centro de transformación (CT)

⚡ Circuito CA (3F)



TFG: PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CUBRIR
DEMANDA ENERGÉTICA DE LA RINCONADA

Autor: Abraham Marqués Valderrama

DIAGRAMA UNIFILAR (2)

Nº de plano

16

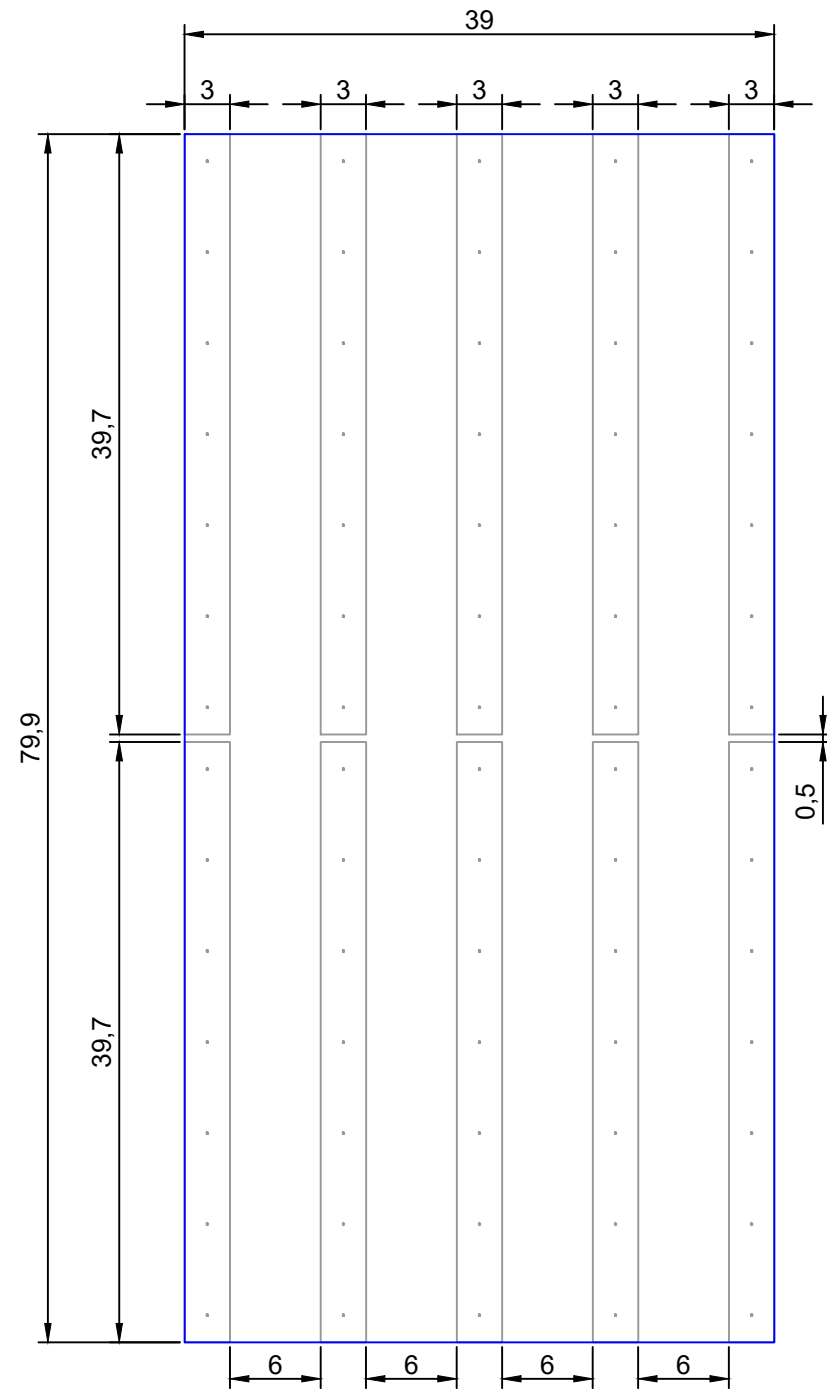


Titulación
G.I.T.I.

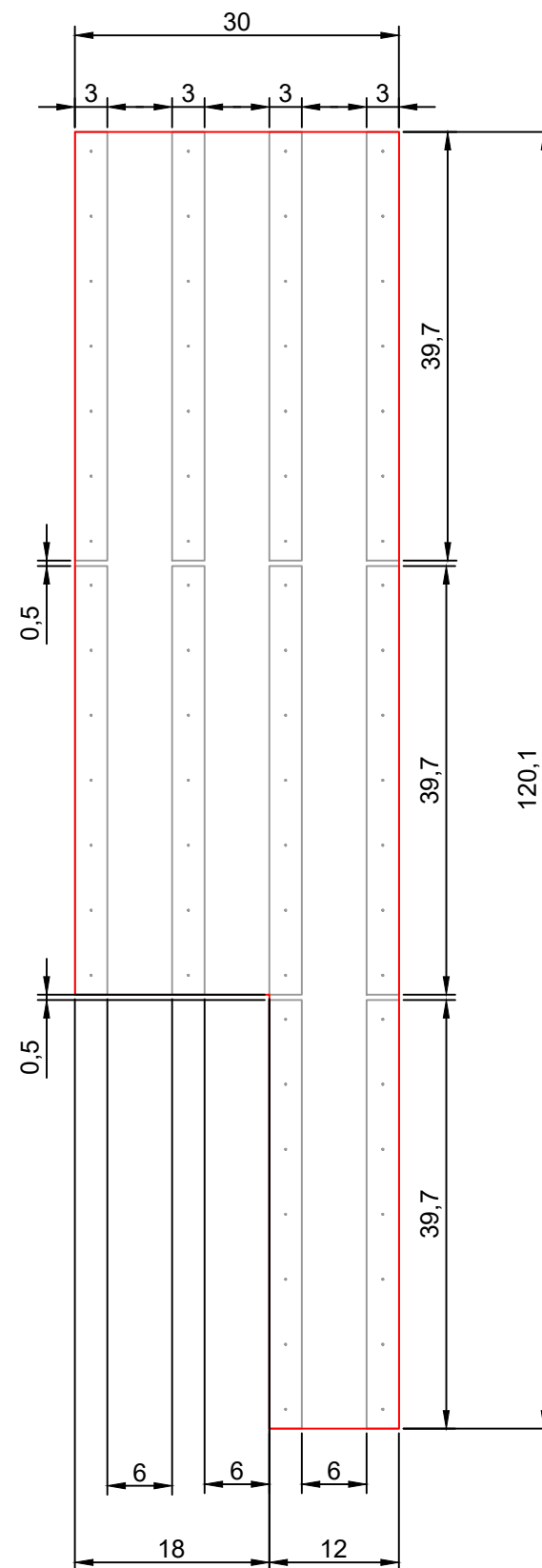
Fecha
JUN 2020

Escala

Formato
A4



STRING BOX TIPO 1
ESCALA 1:500
COTAS EN METROS



STRING BOX TIPO 2
ESCALA 1:700
COTAS EN METROS



TFG: PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CUBRIR
DEMANDA ENERGÉTICA DE LA RINCONADA

Autor: Abraham Marqués Valderrama

DIMENSIONES AGRUPACIÓN DE STRING
STRING BOX TIPO 1
STRING BOX TIPO 2

Nº de plano

17

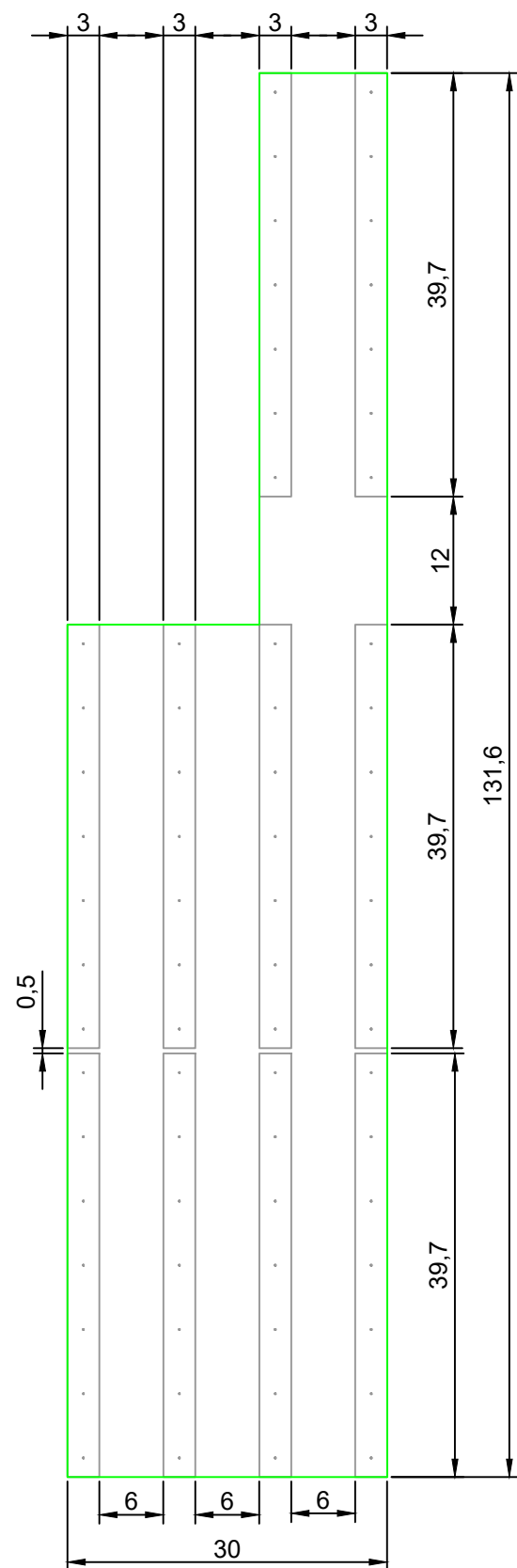


Titulación
G.I.T.I.

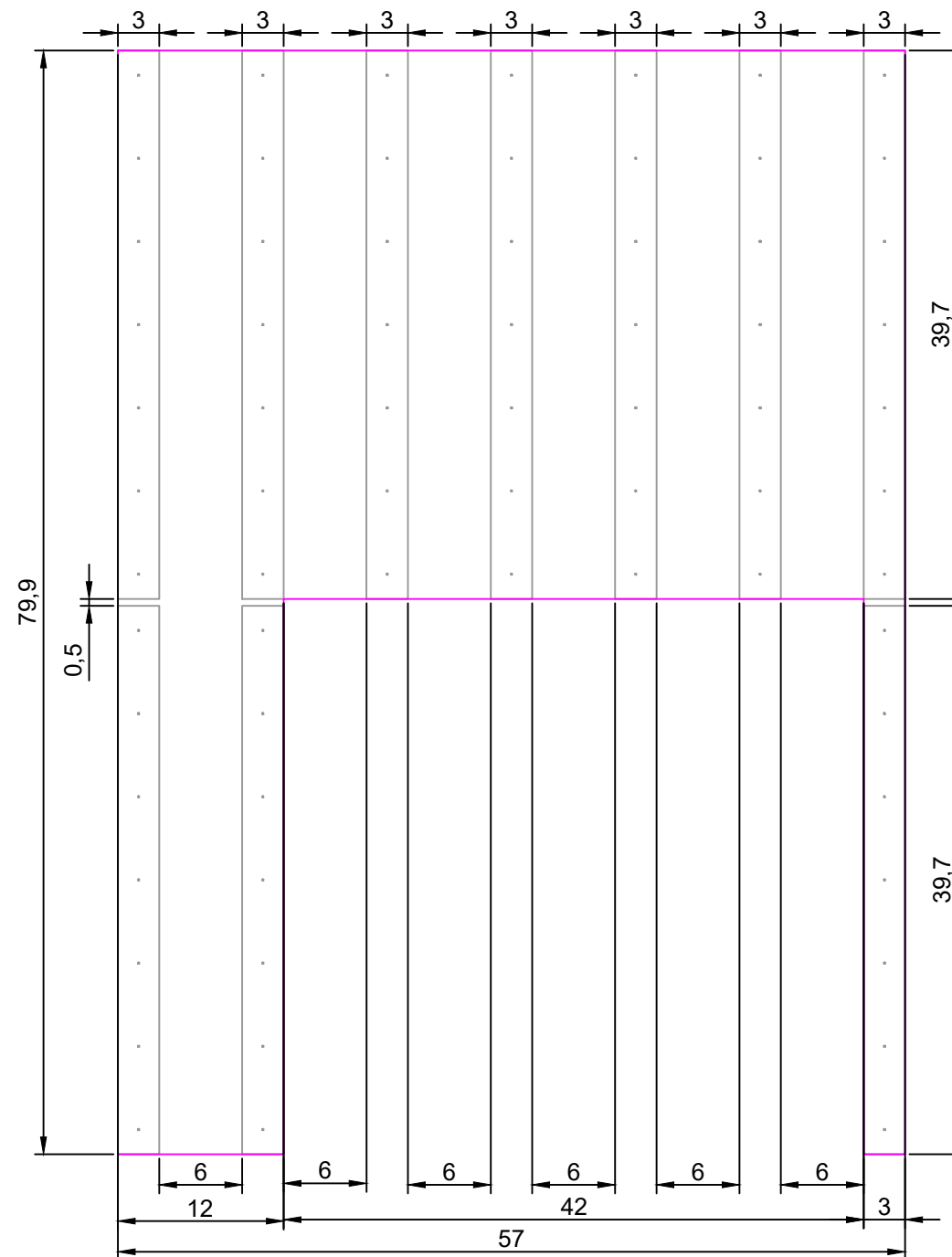
Fecha
JUN 2020

Escala

Formato
A3



STRING BOX TIPO 3
ESCALA 1:700
COTAS EN METROS



STRING BOX TIPO 4
ESCALA 1:500
COTAS EN METROS



TFG: PLANTA FOTOVOLTAICA PARA CUBRIR
DEMANDA ENERGÉTICA DE LA RINCONADA

Autor: Abraham Marqués Valderrama

DIMENSIONES AGRUPACIÓN DE STRING
STRING BOX TIPO 3
STRING BOX TIPO 4

Nº de plano
18

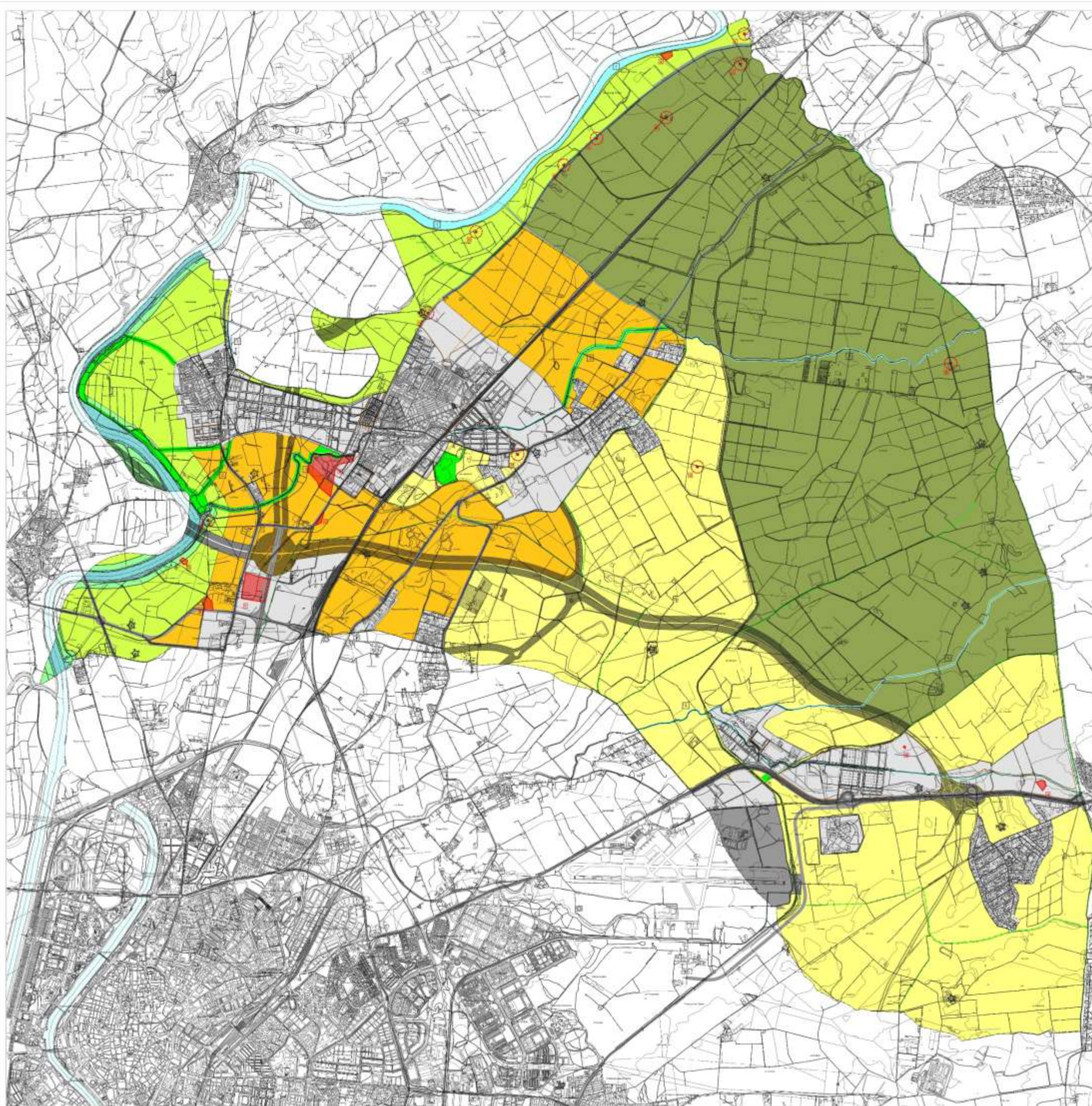


Titulación
G.I.T.I.

Fecha
JUN 2020

Escala

Formato
A3



- TERMINO MUNICIPAL**
- SUELO URBANIZABLE Y URBANIZABLE
 - ESPACIOS LIBRES
 - SISTEMA DE DOMINACIONES TERRITORIALES
 - ZONA DE RESERVA DE SISTEMA DE DOMINACIONES TERRITORIALES
 - AREAS DE INTERES Y RETRACTO
- SUELO NO URBANIZABLE DE ESPECIAL PROTECCIÓN**
- POR LEGISLACIÓN ESPECIAL**
- GRUPOS Y PREZAS
 - NO GUADALQUIVIR
 - ARROYO LAS PIRAS
 - ARROYO ALMORAZAM
 - ARROYO HORNALLOS
 - ARROYO ESPATALES
- DESARROLLO DOMINIO PÚBLICO MARITIMO TERRESTRE**
- LÍMITE DE LA ZONA DE SERVIDUMBRE DE PROTECCIÓN**
- VÍAS PEDIANAS**
- USOS DE INTERÉS COMUNITARIO "BAJO GUADALQUIVIR"**
- YACIMIENTOS ARQUEOLÓGICOS ZONA CRISTAL (300 m.)**
- YACIMIENTOS DEL ANTIGUO**
- FOR PLANEAMIENTO URBANÍSTICO**
- PIEDRA DEL GUADALQUIVIR
 - VIGA DEL GUADALQUIVIR
 - ENTORNO DE LOS NÚCLEOS URBANOS
 - AMBITO RURAL
- SUELO NO URBANIZABLE DE CARÁCTER NATURAL O RURAL**
- AGRICOLA
- EMPLAZAMIENTOS DE INTERÉS CULTURAL EN SUELO NO URBANIZABLE**



GOBIERNO
DE ESPAÑA

MINISTERIO
DE HACIENDA

SECRETARÍA DE ESTADO
DE HACIENDA

DIRECCIÓN GENERAL
DEL CATASTRO

CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA DE DATOS CATASTRALES DE BIEN INMUEBLE

REFERENCIA CATASTRAL DEL INMUEBLE
41081A015000150000DS

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

LOCALIZACIÓN

Polígono 15 Parcela 15

SAN FERNANDO. LA RINCONADA [SEVILLA]

USO PRINCIPAL

Agrario

AÑO CONSTRUCCIÓN

2000

COEFICIENTE DE PARTICIPACIÓN

100,000000

SUPERFICIE CONSTRUIDA [m²]

1.063

PARCELA CATASTRAL

SITUACIÓN

Polígono 15 Parcela 15

SAN FERNANDO. LA RINCONADA [SEVILLA]

SUPERFICIE CONSTRUIDA [m²]

1.063

SUPERFICIE GRÁFICA PARCELA [m²]

200.034

TIPO DE FINCA

Parcela construida sin división horizontal

CONSTRUCCIÓN

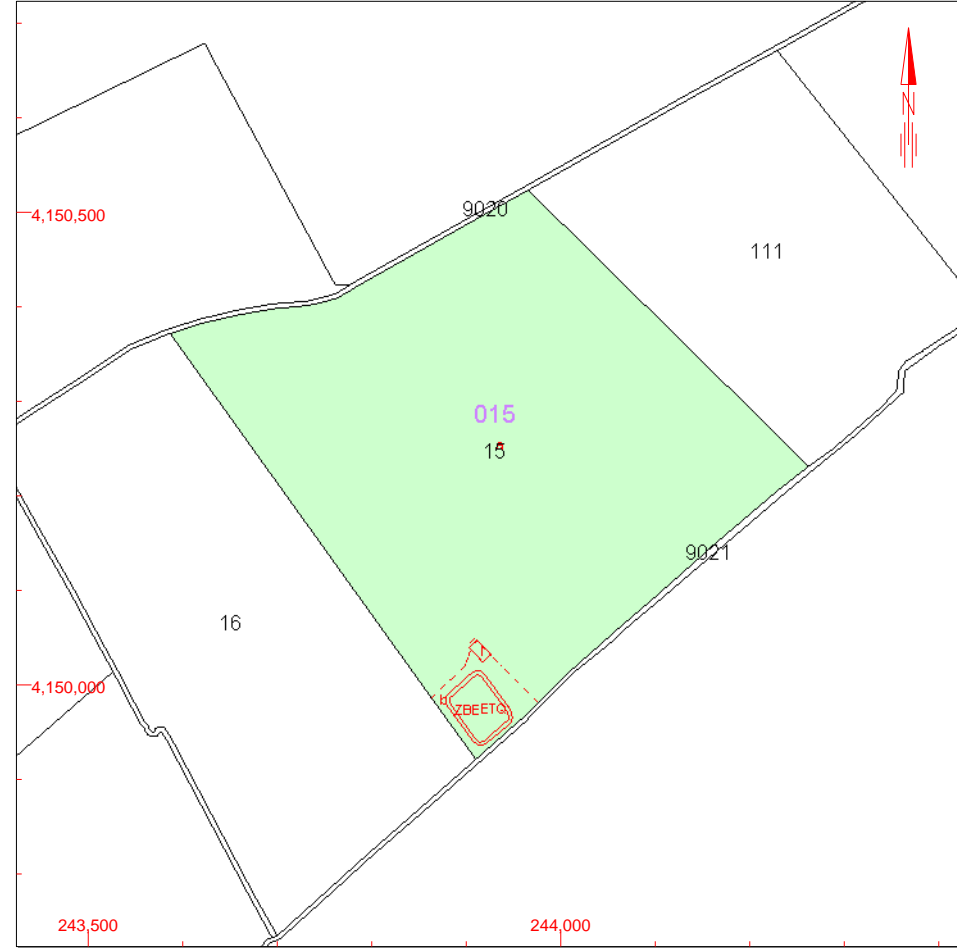
Destino	Escalera	Planta	Puerta	Superficie m²
AGRARIO				832
AGRARIO				231

CULTIVO

Subparcela	CC	Cultivo	IP	Superficie m²
a	NR	Agrios regadio	02	193.068
b	I-	Improductivo	00	3.388

INFORMACIÓN GRÁFICA

E: 1/8000



Este documento no es una certificación catastral, pero sus datos pueden ser verificados a través del 'Acceso a datos catastrales no protegidos' de la SEC.

244,500 Coordenadas U.T.M. Huso 30 ETRS89

— Límite de Manzana
— Límite de Parcela
— Límite de Construcciones
— Mobiliario y aceras
— Límite zona verde
— Hidrografía

Viernes , 15 de Mayo de 2020



GOBIERNO
DE ESPAÑA

MINISTERIO
DE HACIENDA

SECRETARÍA DE ESTADO
DE HACIENDA

DIRECCIÓN GENERAL
DEL CATASTRO

CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA DE DATOS CATASTRALES DE BIEN INMUEBLE

REFERENCIA CATASTRAL DEL INMUEBLE
41081A015001110000DE

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

LOCALIZACIÓN

Polígono 15 Parcela 111

SAN FERNANDO. LA RINCONADA [SEVILLA]

USO PRINCIPAL

Agrario [Labor o labradío regadío 02]

AÑO CONSTRUCCIÓN

--

COEFICIENTE DE PARTICIPACIÓN

100,000000

SUPERFICIE CONSTRUIDA [m²]

--

PARCELA CATASTRAL

SITUACIÓN

Polígono 15 Parcela 111

SAN FERNANDO. LA RINCONADA [SEVILLA]

SUPERFICIE CONSTRUIDA [m²]

--

SUPERFICIE GRÁFICA PARCELA [m²]

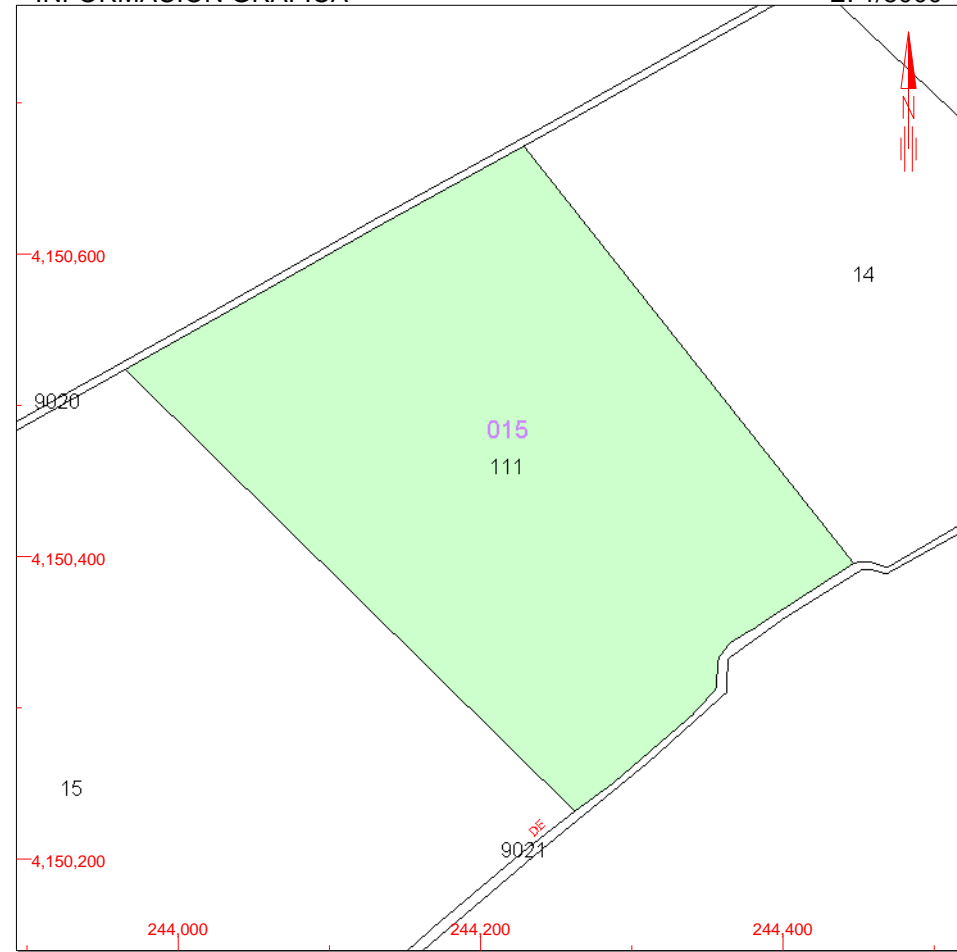
103.134

TIPO DE FINCA

--

INFORMACIÓN GRÁFICA

E: 1/5000



Este documento no es una certificación catastral, pero sus datos pueden ser verificados a través del 'Acceso a datos catastrales no protegidos' de la SEC.

244,600 Coordenadas U.T.M. Huso 30 ETRS89

- Límite de Manzana
- Límite de Parcela
- Límite de Construcciones
- Mobiliario y aceras
- Límite zona verde
- Hidrografía

Viernes , 15 de Mayo de 2020



GOBIERNO
DE ESPAÑA

MINISTERIO
DE HACIENDA

SECRETARÍA DE ESTADO
DE HACIENDA

DIRECCIÓN GENERAL
DEL CATASTRO

CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA DE DATOS CATASTRALES DE BIEN INMUEBLE

REFERENCIA CATASTRAL DEL INMUEBLE
41081A015000190000DW

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

LOCALIZACIÓN

Polígono 15 Parcela 19

CÑA NVA. LA RINCONADA [SEVILLA]

USO PRINCIPAL

Agrario

AÑO CONSTRUCCIÓN

1956

COEFICIENTE DE PARTICIPACIÓN

100,000000

SUPERFICIE CONSTRUIDA [m²]

813

PARCELA CATASTRAL

SITUACIÓN

Polígono 15 Parcela 19

CÑA NVA. LA RINCONADA [SEVILLA]

SUPERFICIE CONSTRUIDA [m²]

813

SUPERFICIE GRÁFICA PARCELA [m²]

1.136.881

TIPO DE FINCA

Parcela construida sin división horizontal

CONSTRUCCIÓN

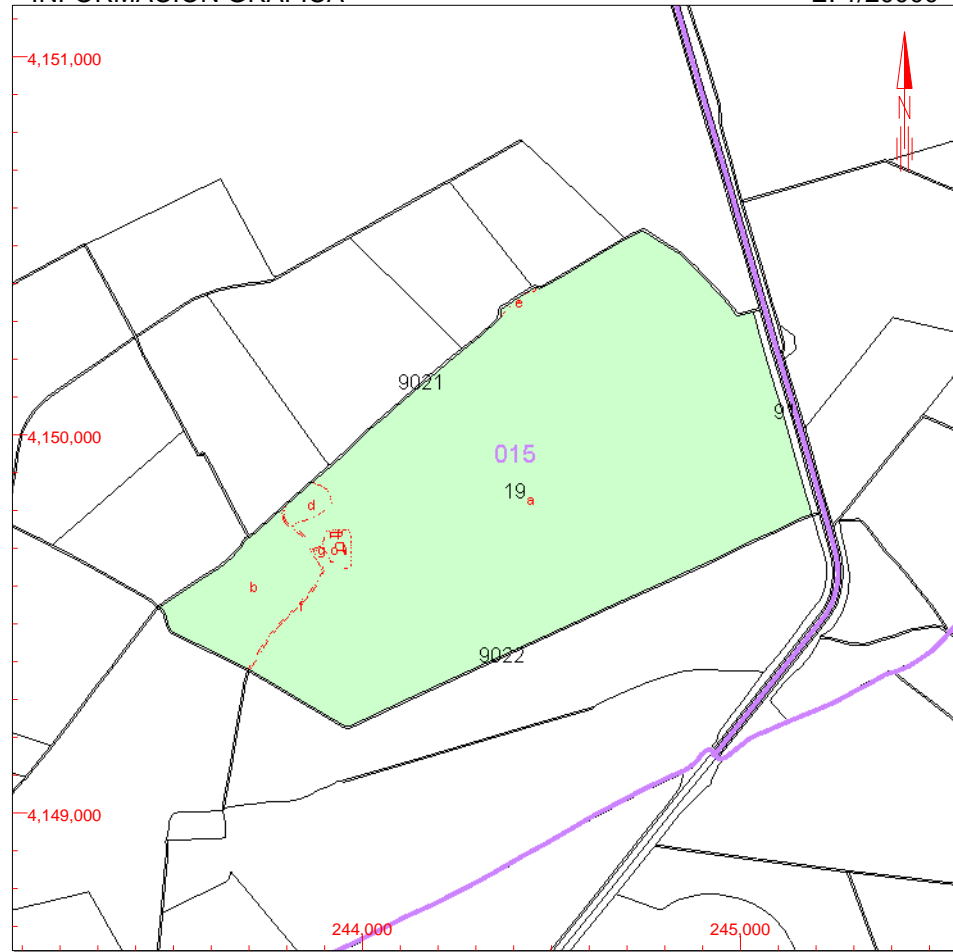
Destino	Escalera	Planta	Puerta	Superficie m²
AGRARIO	01	00	01	493
AGRARIO	01	00	02	320

CULTIVO

Subparcela	CC	Cultivo	IP	Superficie m²
a	CR	Labor o labradío regadío	03	1.030.751
b	CR	Labor o labradío regadío	01	87.549
c	I-	Improductivo	00	5.443
d	I-	Improductivo	00	8.589
e	I-	Improductivo	00	908
f	I-	Improductivo	00	2.694
g	I-	Improductivo	00	134

INFORMACIÓN GRÁFICA

E: 1/20000



Este documento no es una certificación catastral, pero sus datos pueden ser verificados a través del 'Acceso a datos catastrales no protegidos' de la SEC.

246,000 Coordenadas U.T.M. Huso 30 ETRS89
— Límite de Manzana
— Límite de Parcela
— Límite de Construcciones
— Mobiliario y aceras
— Límite zona verde
— Hidrografía

Viernes , 15 de Mayo de 2020



GOBIERNO
DE ESPAÑA

MINISTERIO
DE HACIENDA

SECRETARÍA DE ESTADO
DE HACIENDA

DIRECCIÓN GENERAL
DEL CATÁSTRO

CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA DE DATOS CATASTRALES DE BIEN INMUEBLE

REFERENCIA CATASTRAL DEL INMUEBLE
41081A015000840000DU

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

LOCALIZACIÓN

Polígono 15 Parcela 84

CABAÑA. LA RINCONADA [SEVILLA]

USO PRINCIPAL

Agrario

AÑO CONSTRUCCIÓN

--

COEFICIENTE DE PARTICIPACIÓN

100,000000

SUPERFICIE CONSTRUIDA [m²]

--

PARCELA CATASTRAL

SITUACIÓN

Polígono 15 Parcela 84

CABAÑA. LA RINCONADA [SEVILLA]

SUPERFICIE CONSTRUIDA [m²]

--

SUPERFICIE GRÁFICA PARCELA [m²]

364.572

TIPO DE FINCA

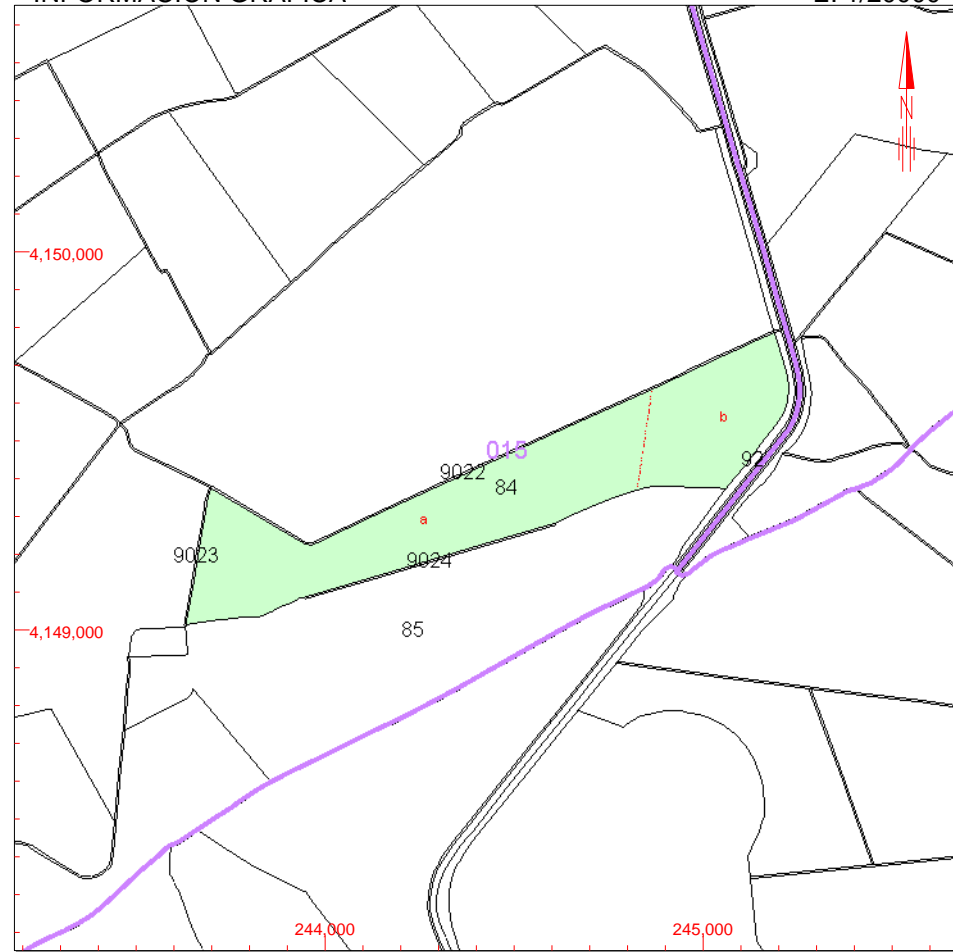
--

CULTIVO

Subparcela	CC	Cultivo	IP	Superficie m²
a	CR	Labor o labradío regadío	02	255.199
b	CR	Labor o labradío regadío	03	109.372

INFORMACIÓN GRÁFICA

E: 1/20000



Este documento no es una certificación catastral, pero sus datos pueden ser verificados a través del 'Acceso a datos catastrales no protegidos' de la SEC.

246,000 Coordenadas U.T.M. Huso 30 ETRS89

- Límite de Manzana
- Límite de Parcela
- Límite de Construcciones
- Mobiliario y aceras
- Límite zona verde
- Hidrografía

Viernes , 15 de Mayo de 2020

ANEXO C: ESTUDIO PVSyst

En este anexo se encuentra el estudio de producción energética de la planta fotovoltaica realizado con el programa PVSyst.

PVSYST V6.87		26/05/20		Página 1/6																																																																			
<p align="center">Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</p>																																																																							
Proyecto : La Rinconada																																																																							
Sitio geográfico		La Rinconada		País Espana																																																																			
Ubicación		Latitud	37.49° N	Longitud	-5.98° W																																																																		
Tiempo definido como		Hora Legal	Huso horario UT+1	Altitud	17 m																																																																		
		Albedo	0.20																																																																				
Datos meteorológicos:		La Rinconada Meteonorm 7.2 (1996-2010), Sat=100% - Sintético																																																																					
Variante de simulación : La_Rinconada_Def_55																																																																							
		Fecha de simulación	26/05/20 19h27																																																																				
<table border="0"> <tr> <td>Parámetros de la simulación</td> <td>Tipo de sistema</td> <td colspan="4">Sistema de seguimiento, con retroceso</td> </tr> <tr> <td>Plano de seguimiento, eje inclinado</td> <td>Inclinación eje</td> <td>0°</td> <td>Acimut eje</td> <td colspan="2">0°</td> </tr> <tr> <td>Límites de rotación</td> <td>Fi mínimo</td> <td>-55°</td> <td>Fi máximo</td> <td colspan="2">55°</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Tracking algorithm</td> <td colspan="4">Astronomic calculation</td> </tr> <tr> <td>Estrategia "Retroceso"</td> <td>Núm. de heliostatos</td> <td>666</td> <td colspan="3">Conjuntos en cobertizo idénticos</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Separación heliostatos</td> <td>9.00 m</td> <td>Ancho receptor</td> <td colspan="2">3.04 m</td> </tr> <tr> <td>Ángulo límite del retroceso</td> <td>Límites de fi</td> <td>Factor de ocupación del suelo (GCR)</td> <td colspan="3">33.7 %</td> </tr> <tr> <td>Modelos empleados</td> <td>Transposición</td> <td>Perez</td> <td>Difuso</td> <td colspan="2">Perez, Meteonorm</td> </tr> <tr> <td>Horizonte</td> <td colspan="5">Sin horizonte</td> </tr> <tr> <td>Sombreados cercanos</td> <td colspan="5">Sombreado lineal</td> </tr> <tr> <td>Necesidades del usuario :</td> <td colspan="5">Carga ilimitada (red)</td> </tr> </table>						Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso				Plano de seguimiento, eje inclinado	Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°		Límites de rotación	Fi mínimo	-55°	Fi máximo	55°			Tracking algorithm	Astronomic calculation				Estrategia "Retroceso"	Núm. de heliostatos	666	Conjuntos en cobertizo idénticos				Separación heliostatos	9.00 m	Ancho receptor	3.04 m		Ángulo límite del retroceso	Límites de fi	Factor de ocupación del suelo (GCR)	33.7 %			Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm		Horizonte	Sin horizonte					Sombreados cercanos	Sombreado lineal					Necesidades del usuario :	Carga ilimitada (red)				
Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso																																																																					
Plano de seguimiento, eje inclinado	Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°																																																																			
Límites de rotación	Fi mínimo	-55°	Fi máximo	55°																																																																			
	Tracking algorithm	Astronomic calculation																																																																					
Estrategia "Retroceso"	Núm. de heliostatos	666	Conjuntos en cobertizo idénticos																																																																				
	Separación heliostatos	9.00 m	Ancho receptor	3.04 m																																																																			
Ángulo límite del retroceso	Límites de fi	Factor de ocupación del suelo (GCR)	33.7 %																																																																				
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm																																																																			
Horizonte	Sin horizonte																																																																						
Sombreados cercanos	Sombreado lineal																																																																						
Necesidades del usuario :	Carga ilimitada (red)																																																																						
Características de los conjuntos FV (6 Tipo de conjunto definido)																																																																							
Módulo FV		Si-mono	Modelo	RCM-340-6MA- 15S (1500V)																																																																			
Base de datos PVsyst original		Fabricante	Recom																																																																				
Sub-conjunto "Sub-conjunto #1"																																																																							
Número de módulos FV	En serie	30 módulos	En paralelo	640 cadenas																																																																			
Núm. total de módulos FV	Núm. módulos	19200	Pnom unitaria	340 Wp																																																																			
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)	6528 kWp	En cond. de funciona.	5879 kWp (50°C)																																																																			
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp	1029 V	I mpp	5714 A																																																																			
Sub-conjunto "Sub-conjunto #2"																																																																							
Número de módulos FV	En serie	30 módulos	En paralelo	640 cadenas																																																																			
Núm. total de módulos FV	Núm. módulos	19200	Pnom unitaria	340 Wp																																																																			
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)	6528 kWp	En cond. de funciona.	5879 kWp (50°C)																																																																			
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp	1029 V	I mpp	5714 A																																																																			
Sub-conjunto "Sub-conjunto #3"																																																																							
Número de módulos FV	En serie	30 módulos	En paralelo	640 cadenas																																																																			
Núm. total de módulos FV	Núm. módulos	19200	Pnom unitaria	340 Wp																																																																			
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)	6528 kWp	En cond. de funciona.	5879 kWp (50°C)																																																																			
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp	1029 V	I mpp	5714 A																																																																			
Sub-conjunto "Sub-conjunto #4"																																																																							
Número de módulos FV	En serie	30 módulos	En paralelo	640 cadenas																																																																			
Núm. total de módulos FV	Núm. módulos	19200	Pnom unitaria	340 Wp																																																																			
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)	6528 kWp	En cond. de funciona.	5879 kWp (50°C)																																																																			
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp	1029 V	I mpp	5714 A																																																																			
Sub-conjunto "Sub-conjunto #5"																																																																							
Número de módulos FV	En serie	30 módulos	En paralelo	640 cadenas																																																																			
Núm. total de módulos FV	Núm. módulos	19200	Pnom unitaria	340 Wp																																																																			
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)	6528 kWp	En cond. de funciona.	5879 kWp (50°C)																																																																			
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp	1029 V	I mpp	5714 A																																																																			

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Sub-conjunto "Sub-conjunto #6"

Número de módulos FV	En serie	30 módulos	En paralelo	640 cadenas
Núm. total de módulos FV	Núm. módulos	19200	Pnom unitaria	340 Wp
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)	6528 kWp	En cond. de funciona.	5879 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp	1029 V	I mpp	5714 A

Total	Potencia global conjuntos	Nominal (STC)	39168 kWp	Total	115200 módulos
		Superficie módulos	223529 m²	Superficie célula	200890 m²

Inversor

Base de datos PVSyst original	Modelo	Ingecon Sun 1560TL B600 IP54 H1000		
Características	Fabricante	Ingeteam		
	Voltaje de funcionam.	868-1300 V	Pnom unitaria	1403 kWac
			Potencia máx. (=>30°C)	1559 kWac

Sub-conjunto "Sub-conjunto #1"	Núm. de inversores	4 unidades	Potencia total	5612 kWac
			Relación Pnom	1.16
Sub-conjunto "Sub-conjunto #2"	Núm. de inversores	4 unidades	Potencia total	5612 kWac
			Relación Pnom	1.16
Sub-conjunto "Sub-conjunto #3"	Núm. de inversores	4 unidades	Potencia total	5612 kWac
			Relación Pnom	1.16
Sub-conjunto "Sub-conjunto #4"	Núm. de inversores	4 unidades	Potencia total	5612 kWac
			Relación Pnom	1.16
Sub-conjunto "Sub-conjunto #5"	Núm. de inversores	4 unidades	Potencia total	5612 kWac
			Relación Pnom	1.16
Sub-conjunto "Sub-conjunto #6"	Núm. de inversores	4 unidades	Potencia total	5612 kWac
			Relación Pnom	1.16
Total	Núm. de inversores	24	Potencia total	33672 kWac

Factores de pérdida del conjunto FV

Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Conjunto#1	3.0 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
	Conjunto#2	3.0 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
	Conjunto#3	3.0 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
	Conjunto#4	3.0 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
	Conjunto#5	3.0 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
	Conjunto#6	3.0 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
	Global		Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas	-0.5 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas	0.10 %
Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM): Fresnel, vidrio normal, n = 1.526				

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : La Rinconada

Variante de simulación : La_Rinconada_Def_55

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	RCM-340-6MA- 15S (1500V)	Pnom 340 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	115200	Pnom total 39168 kWp
Inversor	Ingecon Sun	1560TL B600 IP54 H1000	Pnom 1403 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	24.0	Pnom total 33672 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

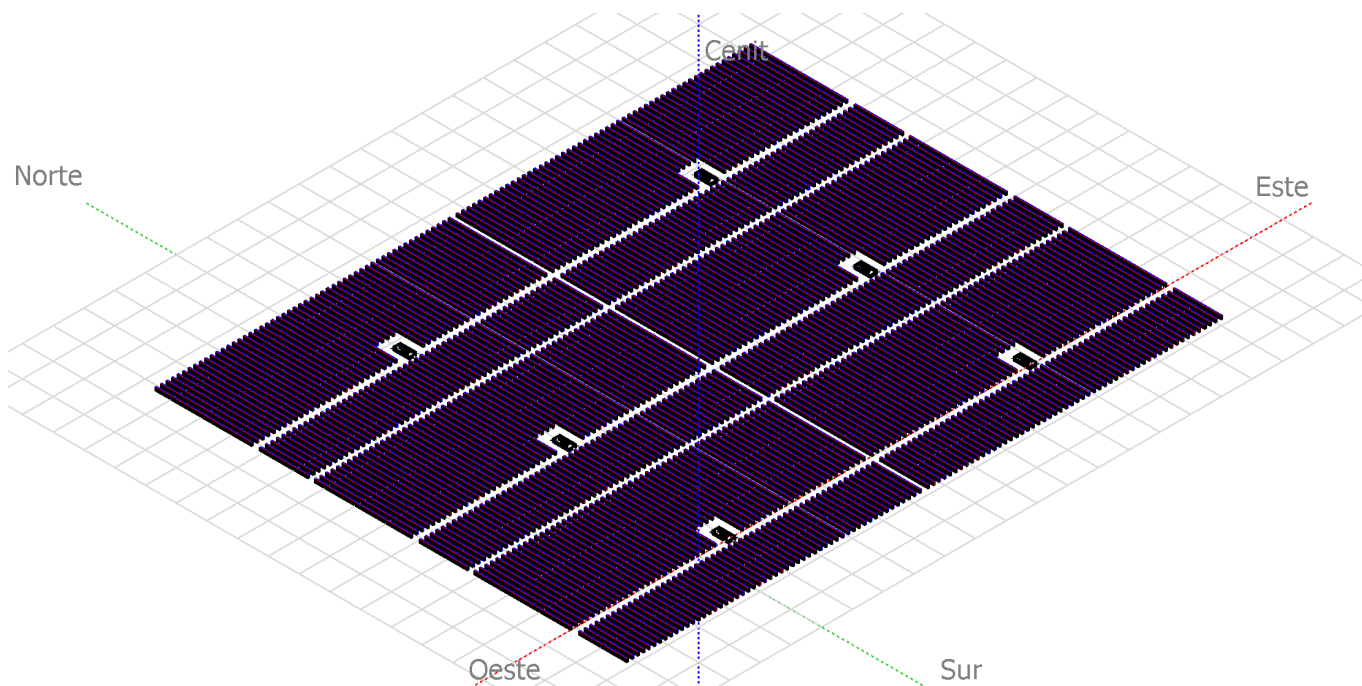
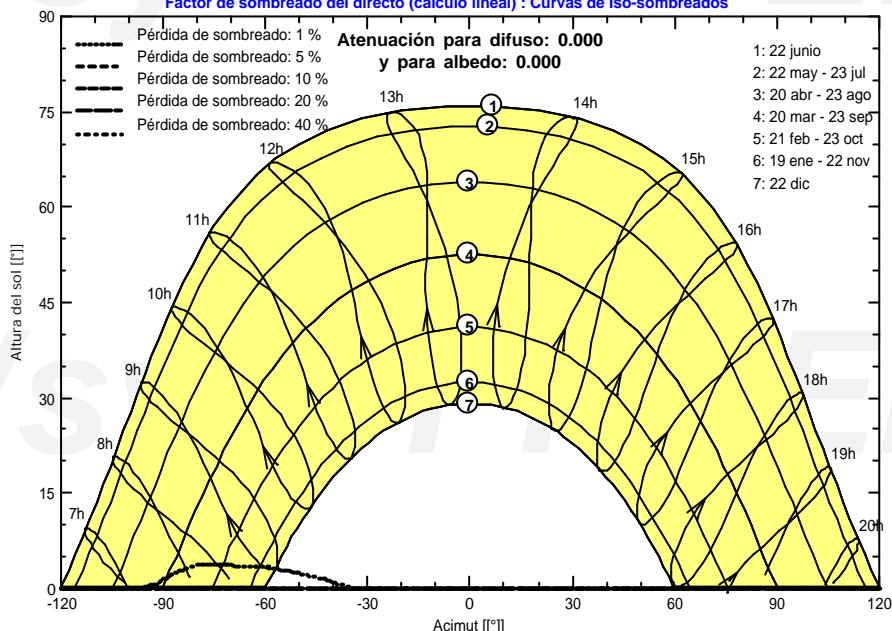


Diagrama de Iso-sombreados

La Rinconada

Factor de sombreado del directo (cálculo lineal) : Curvas de Iso-sombreados



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

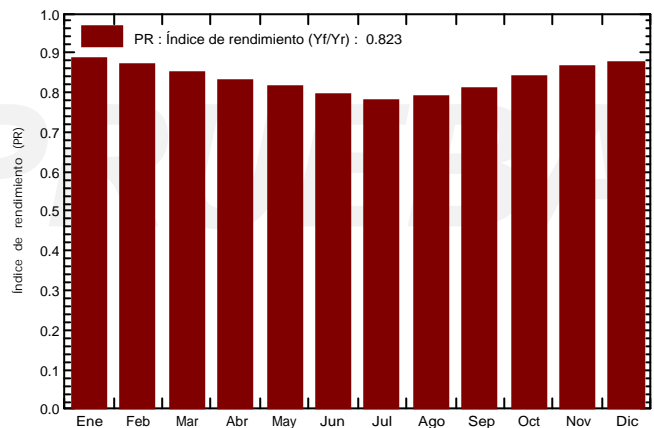
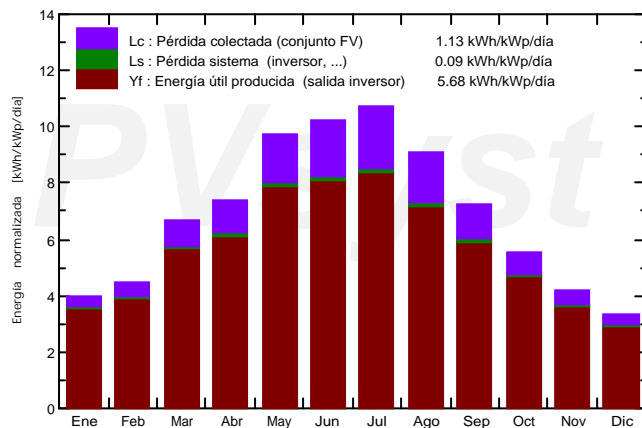
Proyecto : La Rinconada
Variante de simulación : La_Rinconada_Def_55

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	RCM-340-6MA- 15S (1500V) Pnom	340 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	115200	Pnom total 39168 kWp
Inversor	Ingecon Sun	1560TL B600 IP54 H1000	Pnom 1403 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	24.0	Pnom total 33672 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Resultados principales de la simulación			
Producción del sistema	Energía producida	81213 MWh/año	Produc. específica 2073 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	82.32 %	

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 39168 kWp

Índice de rendimiento (PR)



La_Rinconada_Def_55 Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	87.0	26.22	11.31	124.3	117.5	4382	4306	0.885
Febrero	92.8	36.75	13.25	125.1	118.9	4351	4274	0.873
Marzo	151.1	49.48	16.08	206.1	198.0	6985	6869	0.851
Abril	168.9	63.74	17.79	221.3	212.6	7347	7223	0.833
Mayo	223.9	69.31	22.24	300.6	290.1	9739	9583	0.814
Junio	230.4	68.30	26.64	306.4	296.3	9694	9540	0.795
Julio	245.5	56.48	28.79	331.7	322.1	10331	10171	0.783
Agosto	209.8	66.79	28.71	282.4	271.9	8882	8746	0.791
Septiembre	161.3	53.17	24.75	218.5	210.3	7071	6958	0.813
Octubre	125.0	42.46	20.90	172.0	164.4	5765	5670	0.842
Noviembre	89.2	27.74	14.86	126.7	119.9	4385	4309	0.869
Diciembre	72.9	24.71	12.04	103.8	97.3	3631	3565	0.877
Año	1857.8	585.14	19.82	2518.7	2419.3	82565	81213	0.823

Leyendas:
GlobHor
Irradiación global horizontal
DiffHor
Irradiación difusa horizontal
T_Amb
T amb.
GlobInc
Global incidente plano receptor

GlobEff
Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
EArray
Energía efectiva en la salida del conjunto
E_Grid
Energía inyectada en la red
PR
Índice de rendimiento

Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : La Rinconada

Variante de simulación : La_Rinconada_Def_55

Parámetros principales del sistema

Tipo de sistema

Sistema de seguimiento, con retroceso

Sombreados cercanos

Sombreado lineal

Orientación Camposol Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje

0°

Acimut eje

0°

Módulos FV

Modelo

RCM-340-6MA- 15S (1500V)

Pnom

340 Wp

Conjunto FV

Núm. de módulos

115200

Pnom total

39168 kWp

Inversor

Ingecon Sun

1560TL B600 IP54 H1000

Pnom

1403 kW ac

Paquete de inversores

Núm. de unidades

24.0

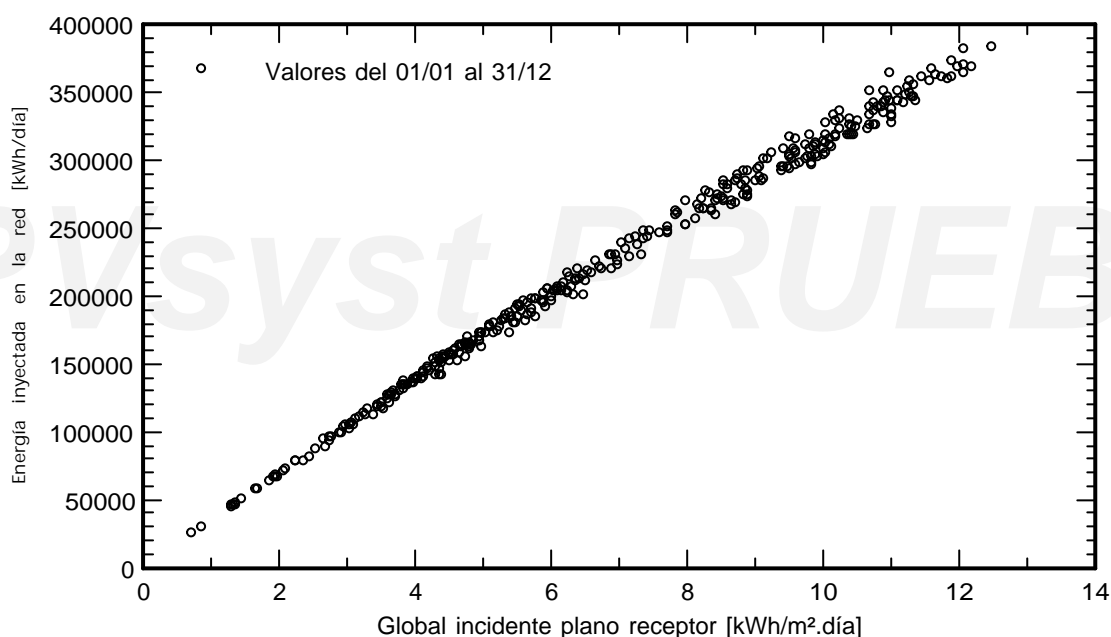
Pnom total

33672 kW ac

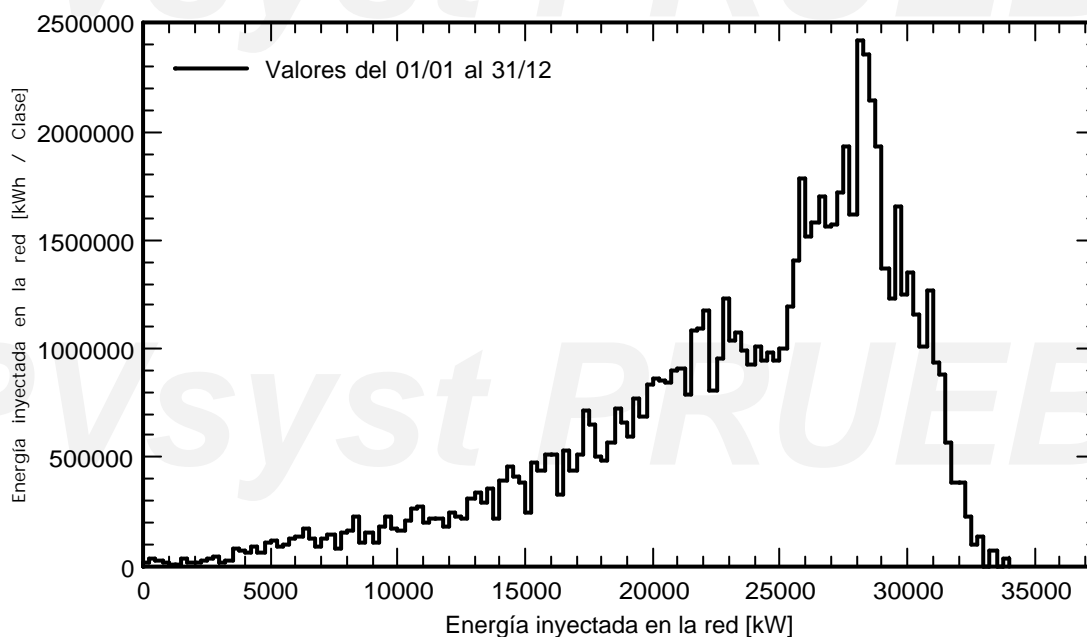
Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



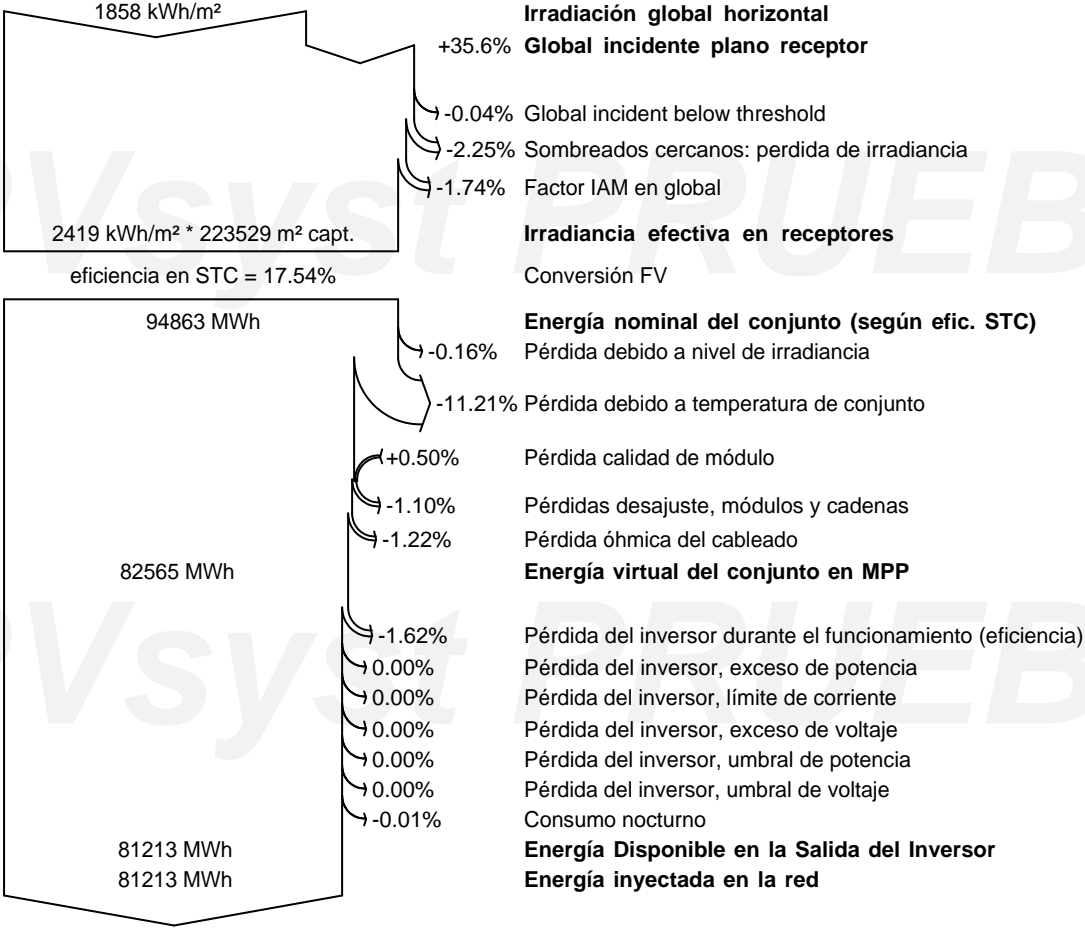
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : La Rinconada

Variante de simulación : La_Rinconada_Def_55

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso			
Sombreados cercanos	Sombreado lineal				
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°	
Módulos FV	Modelo	RCM-340-6MA- 15S (1500V)	Pnom	340 Wp	
Conjunto FV	Núm. de módulos	115200	Pnom total	39168 kWp	
Inversor	Ingecon Sun	1560TL B600 IP54 H1000	Pnom	1403 kW ac	
Paquete de inversores	Núm. de unidades	24.0	Pnom total	33672 kW ac	
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)				

Diagrama de pérdida durante todo el año



ANEXO D: CABLEADO

En este anexo se encuentran las tablas de cálculos realizadas para el cálculo del cableado del parque fotovoltaico.

- 1) Nomenclatura.
- 2) Información general.
- 3) Configuración del parque.
- 4) Configuración de los módulos.
- 5) Consideraciones de diseño.
- 6) Cable solar.
- 7) Cable string box – inversor.
- 8) Tipos de string box.

NOMENCLATURA						
INVERSOR						
Letra	Subcampo / CT		Inversor			
INV	1		2			
INV1.2						
STRING BOX						
Letra	Subcampo / CT		Inversor	String Box		
SB	1		2	3		
SB1.2.3						
TRACKER						
Letra	Subcampo / CT		Inversor	String Box	Tracker	
T	1		2	3	1	
T1.2.3.1						
STRING						
Letra	Subcampo / CT		Inversor	String Box	Tracker	String
S	1		2	3	1	3
S1.2.3.1.3						

Información general		
Proyecto		Planta FV La Rinconada
Localización		La Rinconada, Sevilla (Andalucía, España)
Potencia total (Entrada inversor CC / Salida inversor CA) [MW]*	@ Condiciones STC / factor de potencia = 1	39,168 MWp (CC) 33,672 MWca (CA)
CC/AC ratio (Wp/Wac) [%]*	@ Condiciones STC / factor de potencia = 1	116,32%
Coordenadas		Latitud: 37.460775 Longitud: -5.891104
Área de la instalación [ha]		81

Centro de transformación (CT)		
Potencia por CT [MVA]	@ 25°C	5,612
Número de inversores por CT		4
Número total de CT en la planta		6

Módulo fotovoltaico	
Fabricante	Recom
Modelo	RCM-340-6MA
Potencia [Wp]	340
Número total de módulos en la planta	115 200

String	
Módulos en serie por string	30
Número de strings por string box	20
Número de strings por CT	640
Número total de string en la planta	3.840

String Box (SB)	
Fabricante	Ingeteam
Modelo	StringBox M 20B
Número de entradas por SB	20
Número de SB por CT	32
Número total de SB en la planta	192 de 20 entradas

Tracker	
Fabricante	Axial
Modelo	Axial Tracker
Suministro de potencia	Autoconsumo / Consumo de red
Comunicación	Por cable
Disposición de módulos en cada tracker	3x20
Configuración del modulo (vertical / horizontal)	Horizontal
	0°
Tilt of modules [°]	±55° E/O
Pendiente de la tierra	Considerada como plana
Longitud total de la estructura [m]	39,45
Ancho total de la estructura [m]	3,00
Número de tracker por CT	320
Número total de trackers en la planta	1.920

Inversor	
Fabricante	Ingeteam
Modelo	Ingecon Sun 1560TL B600
Número de inversores por CT	4
Número total de inversores en la planta	16
Número de inversores / trackers (strings)	1 inversor / 20 tracker (160 strings)

*NOTA: Potencia medida en los terminales del inversor

CONFIGURACIÓN DEL PARQUE															
CONFIGURACIÓN DEL PARQUE (CONDICIONES STC)															
	Potencia				Potencia (kWp)	String Box (SB)			Strings	Módulos					Trackers
	Factor de potencia	Potencia entrada (kWp)	Potencia salida (kWp)	Ratio CC/CA		Ud.	Entradas por SB	Potencia por SB (kWp)	Ud.	Ud.	Modelo	Potencia (Wp)	Módulos por string	Módulos por tracker	Ud.
	1,00	39.168,00	33.672,00	116,32%		39.168,00	192	20	204,00	3.840	115.200	RCM-340-6MA	340	30	60
						192			3.840	115.200					1.920
	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 1 (CT1)														
	Configuración eléctrica CT (@ 25°C / 1 factor de potencia)					CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA DEL SUBCAMPO SOLAR (CONDICIONES STC)									
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 1 (CT1)	Inversores				Potencia (kWp)	String Box (SB)			Strings	Módulos					Trackers
	Referencia	Potencia entrada (kWp)	Potencia salida (kWp)	Ratio CC/CA		Ud.	Entradas por SB	Potencia por SB (kWp)	Ud.	Ud.	Modelo	Potencia (Wp)	Módulos por String	Módulos por Tracker	Ud.
	Inversor 1.1	1.632,00	1.403,00	116,3%	1.632,00	8	20	204,00	160	4.800	RCM-340-6MA	340	30	60	80
	Inversor 1.2	1.632,00	1.403,00	116,3%	1.632,00	8	20	204,00	160	4.800	RCM-340-6MA	340	30	60	80
	Inversor 1.3	1.632,00	1.403,00	116,3%	1.632,00	8	20	204,00	160	4.800	RCM-340-6MA	340	30	60	80
	Inversor 1.4	1.632,00	1.403,00	116,3%	1.632,00	8	20	204,00	160	4.800	RCM-340-6MA	340	30	60	80
			6.528,00	5.612,00	116,3%	6.528,00	32			640	19.200				
	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 2 (CT2)														
	Configuración eléctrica CT (@ 25°C / 1 factor de potencia)					CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA DEL SUBCAMPO SOLAR (CONDICIONES STC)									
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 1 (CT1)	Inversores				Potencia (kWp)	String Box (SB)			Strings	Módulos					Trackers
	Referencia	Potencia entrada (kWp)	Potencia salida (kWp)	Ratio CC/CA		Ud.	Entradas por SB	Potencia por SB (kWp)	Ud.	Ud.	Modelo	Potencia (Wp)	Módulos por String	Módulos por Tracker	Ud.
	Inversor 2.1	1.632,00	1.403,00	116,3%	1.632,00	8	20	204,00	160	4.800	RCM-340-6MA	340	30	60	80
	Inversor 2.2	1.632,00	1.403,00	116,3%	1.632,00	8	20	204,00	160	4.800	RCM-340-6MA	340	30	60	80
	Inversor 2.3	1.632,00	1.403,00	116,3%	1.632,00	8	20	204,00	160	4.800	RCM-340-6MA	340	30	60	80
	Inversor 2.4	1.632,00	1.403,00	116,3%	1.632,00	8	20	204,00	160	4.800	RCM-340-6MA	340	30	60	80
			6.528,00	5.612,00	116,3%	6.528,00	32			640	19.200				

	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 3 (CT3)														
	Configuración eléctrica CT (@ 25°C / 1 factor de potencia)					CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA DEL SUBCAMPO SOLAR (CONDICIONES STC)									
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 3 (CT3)	Inversores				Potencia (kWp)	String Box (SB)			Strings	Módulos					Trackers
	Referencia	Potencia entrada (kWp)	Potencia salida (kWp)	Ratio CC/CA		Ud.	Entradas por SB	Potencia por SB (kWp)	Ud.	Ud.	Modelo	Potencia (Wp)	Módulos por String	Módulos por Tracker	Ud.
	Inversor 3.1	1.632,00	1.403,00	116,3%	1.632,00	8	20	204,00	160	4.800	RCM-340-6MA	340	30	60	80
	Inversor 3.2	1.632,00	1.403,00	116,3%	1.632,00	8	20	204,00	160	4.800	RCM-340-6MA	340	30	60	80
	Inversor 3.3	1.632,00	1.403,00	116,3%	1.632,00	8	20	204,00	160	4.800	RCM-340-6MA	340	30	60	80
	Inversor 3.4	1.632,00	1.403,00	116,3%	1.632,00	8	20	204,00	160	4.800	RCM-340-6MA	340	30	60	80
	6.528,00	5.612,00	116,3%	6.528,00	32				640	19.200					320

	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 4 (CT4)														
	Configuración eléctrica CT (@ 25°C / 1 factor de potencia)					CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA DEL SUBCAMPO SOLAR (CONDICIONES STC)									
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 4 (CT4)	Inversores				Potencia (kWp)	String Box (SB)			Strings	Módulos					Trackers
	Referencia	Potencia entrada (kWp)	Potencia salida (kWp)	Ratio CC/CA		Ud.	Entradas por SB	Potencia por SB (kWp)	Ud.	Ud.	Modelo	Potencia (Wp)	Módulos por String	Módulos por Tracker	Ud.
	Inversor 4.1	1.632,00	1.403,00	116,3%	1.632,00	8	20	204,00	160	4.800	RCM-340-6MA	340	30	60	80
	Inversor 4.2	1.632,00	1.403,00	116,3%	1.632,00	8	20	204,00	160	4.800	RCM-340-6MA	340	30	60	80
	Inversor 4.3	1.632,00	1.403,00	116,3%	1.632,00	8	20	204,00	160	4.800	RCM-340-6MA	340	30	60	80
	Inversor 4.4	1.632,00	1.403,00	116,3%	1.632,00	8	20	204,00	160	4.800	RCM-340-6MA	340	30	60	80
	6.528,00	5.612,00	116,3%	6.528,00	32				640	19.200					320

	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 5 (CT5)														
	Configuración eléctrica CT (@ 25°C / 1 factor de potencia)					CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA DEL SUBCAMPO SOLAR (CONDICIONES STC)									
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 5 (CT5)	Inversores				Potencia (kWp)	String Box (SB)			Strings	Módulos				Trackers	
	Referencia	Potencia entrada (kWp)	Potencia salida (kWp)	Ratio CC/CA		Ud.	Entradas por SB	Potencia por SB (kWp)	Ud.	Ud.	Modelo	Potencia (Wp)	Módulos por String	Módulos por Tracker	Ud.
	Inversor 5.1	1.632,00	1.403,00	116,3%	1.632,00	8	20	204,00	160	4.800	RCM-340-6MA	340	30	60	80
	Inversor 5.2	1.632,00	1.403,00	116,3%	1.632,00	8	20	204,00	160	4.800	RCM-340-6MA	340	30	60	80
	Inversor 5.3	1.632,00	1.403,00	116,3%	1.632,00	8	20	204,00	160	4.800	RCM-340-6MA	340	30	60	80
	Inversor 5.4	1.632,00	1.403,00	116,3%	1.632,00	8	20	204,00	160	4.800	RCM-340-6MA	340	30	60	80
		6.528,00	5.612,00	116,3%	6.528,00	32			640	19.200				320	

	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 6 (CT6)														
	Configuración eléctrica CT (@ 25°C / 1 factor de potencia)					CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA DEL SUBCAMPO SOLAR (CONDICIONES STC)									
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 6 (CT6)	Inversores				Potencia (kWp)	String Box (SB)			Strings	Módulos				Trackers	
	Referencia	Potencia entrada (kWp)	Potencia salida (kWp)	Ratio CC/CA		Ud.	Entradas por SB	Potencia por SB (kWp)	Ud.	Ud.	Modelo	Potencia (Wp)	Módulos por String	Módulos por Tracker	Ud.
	Inversor 6.1	1.632,00	1.403,00	116,3%	1.632,00	8	20	204,00	160	4.800	RCM-340-6MA	340	30	60	80
	Inversor 6.2	1.632,00	1.403,00	116,3%	1.632,00	8	20	204,00	160	4.800	RCM-340-6MA	340	30	60	80
	Inversor 6.3	1.632,00	1.403,00	116,3%	1.632,00	8	20	204,00	160	4.800	RCM-340-6MA	340	30	60	80
	Inversor 6.4	1.632,00	1.403,00	116,3%	1.632,00	8	20	204,00	160	4.800	RCM-340-6MA	340	30	60	80
		6.528,00	5.612,00	116,3%	6.528,00	32			640	19.200				320	

CONFIGURACIÓN DE LOS MÓDULOS EN EL PARQUE FOTOVOLTAICO											
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 1 (CT1)											
Inversor (INV)	String Box (SB)	Tracker Nº en SB	String Nº en SB	Módulos por String	Módulo	Inversor (INV)	String Box (SB)	Tracker Nº en SB	String Nº en SB	Módulos por String	Módulo
INVERSOR 1.1	SB1.1.1 SB1.1.2 SB1.1.3 SB1.1.4 SB1.1.5 SB1.1.6 SB1.1.7 SB1.1.8	1	1	30	RCM-340-6MA	INVERSOR 1.2	SB1.2.1 SB1.2.2 SB1.2.3 SB1.2.4 SB1.2.5 SB1.2.6 SB1.2.7 SB1.2.8	1	1	30	RCM-340-6MA
			2	30	RCM-340-6MA				2	30	RCM-340-6MA
		2	3	30	RCM-340-6MA			2	3	30	RCM-340-6MA
			4	30	RCM-340-6MA				4	30	RCM-340-6MA
		3	5	30	RCM-340-6MA			3	5	30	RCM-340-6MA
			6	30	RCM-340-6MA				6	30	RCM-340-6MA
		4	7	30	RCM-340-6MA			4	7	30	RCM-340-6MA
			8	30	RCM-340-6MA				8	30	RCM-340-6MA
		5	9	30	RCM-340-6MA			5	9	30	RCM-340-6MA
			10	30	RCM-340-6MA				10	30	RCM-340-6MA
		6	11	30	RCM-340-6MA			6	11	30	RCM-340-6MA
			12	30	RCM-340-6MA				12	30	RCM-340-6MA
		7	13	30	RCM-340-6MA			7	13	30	RCM-340-6MA
			14	30	RCM-340-6MA				14	30	RCM-340-6MA
		8	15	30	RCM-340-6MA			8	15	30	RCM-340-6MA
			16	30	RCM-340-6MA				16	30	RCM-340-6MA
		9	17	30	RCM-340-6MA			9	17	30	RCM-340-6MA
			18	30	RCM-340-6MA				18	30	RCM-340-6MA
		10	19	30	RCM-340-6MA			10	19	30	RCM-340-6MA
			20	30	RCM-340-6MA				20	30	RCM-340-6MA

Para el resto de centros de transformación tenemos el mismo esquema que en el Centro de Transformación 1

CONFIGURACIÓN DE LOS MÓDULOS EN EL PARQUE FOTOVOLTAICO											
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 1 (CT1)											
Inversor (INV)	String Box (SB)	Tracker Nº en SB	String Nº en SB	Módulos por String	Módulo	Inversor (INV)	String Box (SB)	Tracker Nº en SB	String Nº en SB	Módulos por String	Módulo
INVERSOR 1.3	SB1.3.1 SB1.3.2 SB1.3.3 SB1.3.4 SB1.3.5 SB1.3.6 SB1.3.7 SB1.3.8	1	1	30	RCM-340-6MA	INVERSOR 1.4	SB1.4.1 SB1.4.2 SB1.4.3 SB1.4.4 SB1.4.5 SB1.4.6 SB1.4.7 SB1.4.8	1	1	30	RCM-340-6MA
			2	30	RCM-340-6MA				2	30	RCM-340-6MA
		2	3	30	RCM-340-6MA			2	3	30	RCM-340-6MA
			4	30	RCM-340-6MA				4	30	RCM-340-6MA
		3	5	30	RCM-340-6MA			3	5	30	RCM-340-6MA
			6	30	RCM-340-6MA				6	30	RCM-340-6MA
		4	7	30	RCM-340-6MA			4	7	30	RCM-340-6MA
			8	30	RCM-340-6MA				8	30	RCM-340-6MA
		5	9	30	RCM-340-6MA			5	9	30	RCM-340-6MA
			10	30	RCM-340-6MA				10	30	RCM-340-6MA
		6	11	30	RCM-340-6MA			6	11	30	RCM-340-6MA
			12	30	RCM-340-6MA				12	30	RCM-340-6MA
		7	13	30	RCM-340-6MA			7	13	30	RCM-340-6MA
			14	30	RCM-340-6MA				14	30	RCM-340-6MA
		8	15	30	RCM-340-6MA			8	15	30	RCM-340-6MA
			16	30	RCM-340-6MA				16	30	RCM-340-6MA
		9	17	30	RCM-340-6MA			9	17	30	RCM-340-6MA
			18	30	RCM-340-6MA				18	30	RCM-340-6MA
		10	19	30	RCM-340-6MA			10	19	30	RCM-340-6MA
			20	30	RCM-340-6MA				20	30	RCM-340-6MA

**CONSIDERACIONES DE DISEÑO (STRING - SB):
CABLE SOLAR BT-DC (CU)**

CONEXIÓN DE MÓDULOS

Número de módulos por string	30
Número de strings en paralelo por línea	1
Número de strings por tracker	2

CARACTERÍSTICAS CONDUCTOR

Material del conductor	Cobre
Temperatura máxima del cable (°C)	90
Cables por conductor (venas)	1

FACTORES DE CORRECCIÓN - INSTALACIÓN AÉREA	K1	0,58
	Temperatura (°C)	70
	K2	0,87
	Instalación del circuito	Conductor al aire libre
	Circuitos	2
	Distancia entre circuitos (m)	En contacto
	K3	1

FACTORES DE CORRECCIÓN - INSTALACIÓN ENTERRADA	K1	0,93
	Temperatura (°C)	30
	K2	0,65
	Instalación del circuito	Enterrado en tubo
	Circuitos	4
	Distancia entre circuitos (m)	En contacto
	K3	1
	Profundidad (m)	0,8
	K4	1,18
	Resistividad térmica (K·m/W)	1

CARACTERÍSTICAS DE INSTALACIÓN

Bajada de string a zanja (m)	2,5
Subida de zanja a SB (m)	2
Bajada de string a SB (m)	2

Temperatura ambiente de diseño:	50°C
Temperatura del terreno de diseño:	30°C

CONSIDERACIONES DE DISEÑO (SB - INVERSOR):
CABLE BT-DC (AL)

CARACTERISTICAS DEL CONDUCTOR

Material del conductor	Aluminio
Temperatura máxima del cable (°C)	90
Cables por conductor (venas)	1

FACTORES DE CORRECCIÓN - INSTALACIÓN ENTERRADA	K1	0,93
	Temperatura (°C)	30
	K2	0,65
	Instalación del circuito	Conductor directamente enterrado
	Circuitos	8
	Distancia entre circuitos (m)	0,25
	K3	1
	Profundidad (m)	0,8
	K4	1,5
	Resistividad térmica (K·m/W)	1

CARACTERISTICAS DE INSTALACION

Bajada de SB a zanja (m)	2
Subida de zanja a inversor (m)	2,5

Cable solar (Cobre)			Características del sistema										Característica cable										Máxima corriente admisible del cable										Sistema de protección										Caída de voltaje		Péidas				
			Condiciones STC																																														
Tipo SB	Hasta	Desde	Sistema	Módulo FV				String				Conductores por polo	Nº de cores	Sección (mm ²)				Tipo de instalación	Método de instalación	I _z	Coeficiente de corrección								I _z (corr)	I _B	I _z (corr) ≥ I _B	Tipo	I _n	I ₂	A1	A2	A3	1.1x(I _{s1} -I _m +5xI _c (corr))	I _s ≤1.45xI _c (corr)	I _{na} 1.25xIc(A+V+A3)	ΔU(1)		ΔP(1)						
				(Wp)	(Vmpp)	(Impp)	(Isc)	(Units)	(Wp)	(V)	(A)				(A)	L	Material				U/U _m	Aéreo				Enterrado							(A)	(A)	(A)	(A)	0.894				0.8	0.77	(V)	(%)	(W)				
																						(K ₂)	(K ₂ .I _n)	@ 50°C																									
String Box Tipo 1			SB.U.V.X	S.U.V.X.Y.1.+	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	1 x	1	#	6	48,5	CU	XLPE	1.5/1.8	Aéreo/Enterrado	D1	53	0,58	0,87	1	0,93	0,65	1	1,18	0,5046	26,7	11,8	OK	Fuse-gPV	25	1,45	36,3	0,894	0,8	0,77	OK	OK	OK	1,64	0,14%	13,16
	SB.U.V.X	S.U.V.X.Y.1.-	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	1 x	1	#	6	47,5	CU	XLPE	1.5/1.8	Aéreo/Enterrado	D1	53	0,58	0,87	1	0,93	0,65	1	1,18	0,5046	26,7	11,8	OK	Fuse-gPV	25	1,45	36,3	0,894	0,8	0,77	OK	OK	OK	1,61	0,14%	12,89		
	SB.U.V.X	S.U.V.X.Y.2.+	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	1 x	1	#	6	25,5	CU	XLPE	1.5/1.8	Aéreo/Enterrado	D1	53	0,58	0,87	1	0,93	0,65	1	1,18	0,5046	26,7	11,8	OK	Fuse-gPV	25	1,45	36,3	0,894	0,8	0,77	OK	OK	OK	0,86	0,08%	6,92		
	SB.U.V.X	S.U.V.X.Y.2.-	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	1 x	1	#	6	24,5	CU	XLPE	1.5/1.8	Aéreo/Enterrado	D1	53	0,58	0,87	1	0,93	0,65	1	1,18	0,5046	26,7	11,8	OK	Fuse-gPV	25	1,45	36,3	0,894	0,8	0,77	OK	OK	OK	0,83	0,07%	6,65		
	SB.U.V.X	S.U.V.X.Y.3.+	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	1 x	1	#	6	24,5	CU	XLPE	1.5/1.8	Aéreo/Enterrado	D1	53	0,58	0,87	1	0,93	0,65	1	1,18	0,5046	26,7	11,8	OK	Fuse-gPV	25	1,45	36,3	0,894	0,8	0,77	OK	OK	OK	0,83	0,07%	6,65		
	SB.U.V.X	S.U.V.X.Y.3.-	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	1 x	1	#	6	25,5	CU	XLPE	1.5/1.8	Aéreo/Enterrado	D1	53	0,58	0,87	1	0,93	0,65	1	1,18	0,5046	26,7	11,8	OK	Fuse-gPV	25	1,45	36,3	0,894	0,8	0,77	OK	OK	OK	0,86	0,08%	6,92		
	SB.U.V.X	S.U.V.X.Y.4.+	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	1 x	1	#	6	46,5	CU	XLPE	1.5/1.8	Aéreo/Enterrado	D1	53	0,58	0,87	1	0,93	0,65	1	1,18	0,5046	26,7	11,8	OK	Fuse-gPV	25	1,45	36,3	0,894	0,8	0,77	OK	OK	OK	1,57	0,14%	12,62		
	SB.U.V.X	S.U.V.X.Y.4.-	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	1 x	1	#	6	45,5	CU	XLPE	1.5/1.8	Aéreo/Enterrado	D1	53	0,58	0,87	1	0,93	0,65	1	1,18	0,5046	26,7	11,8	OK	Fuse-gPV	25	1,45	36,3	0,894	0,8	0,77	OK	OK	OK	1,54	0,13%	12,35		
	SB.U.V.X	S.U.V.X.Y.5.+	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	1 x	1	#	6	39	CU	XLPE	1.5/1.8	Aéreo/Enterrado	D1	53	0,58	0,87	1	0,93	0,65	1	1,18	0,5046	26,7	11,8	OK	Fuse-gPV	25	1,45	36,3	0,894	0,8	0,77	OK	OK	OK	1,32	0,12%	10,58		
	SB.U.V.X	S.U.V.X.Y.5.-	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	1 x	1	#	6	38	CU	XLPE	1.5/1.8	Aéreo/Enterrado	D1	53	0,58	0,87	1	0,93	0,65	1	1,18	0,5046	26,7	11,8	OK	Fuse-gPV	25	1,45	36,3	0,894	0,8	0,77	OK	OK	OK	1,28	0,11%	10,31		
	SB.U.V.X	S.U.V.X.Y.6.+	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	1 x	1	#	6	16	CU	XLPE	1.5/1.8	Aéreo/Enterrado	D1	53	0,58	0,87	1	0,93	0,65	1	1,18	0,5046	26,7	11,8	OK	Fuse-gPV	25	1,45	36,3	0,894	0,8	0,77	OK	OK	OK	0,54	0,05%	4,34		
	SB.U.V.X	S.U.V.X.Y.6.-	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	1 x	1	#	6	15	CU	XLPE	1.5/1.8	Aéreo/Enterrado	D1	53	0,58	0,87	1	0,93	0,65	1	1,18	0,5046	26,7	11,8	OK	Fuse-gPV	25	1,45	36,3	0,894	0,8	0,77	OK	OK	OK	0,51	0,04%	4,07		
	SB.U.V.X	S.U.V.X.Y.7.+	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	1 x	1	#	6	15	CU	XLPE	1.5/1.8	Aéreo/Enterrado	D1	53	0,58	0,87	1	0,93	0,65	1	1,18	0,5046	26,7	11,8	OK	Fuse-gPV	25	1,45	36,3	0,894	0,8	0,77	OK	OK	OK	0,51	0,04%	4,07		
	SB.U.V.X	S.U.V.X.Y.7.-	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	1 x	1	#	6	16	CU	XLPE	1.5/1.8	Aéreo/Enterrado	D1	53	0,58	0,87	1	0,93	0,65	1	1,18	0,5046	26,7	11,8	OK	Fuse-gPV	25	1,45	36,3	0,894	0,8	0,77	OK	OK	OK	0,54	0,05%	4,34		
	SB.U.V.X	S.U.V.X.Y.8.+	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	1 x	1	#	6	37	CU	XLPE	1.5/1.8	Aéreo/Enterrado	D1	53	0,58	0,87	1	0,93	0,65	1	1,18	0,5046	26,7	11,8	OK	Fuse-gPV	25	1,45	36,3	0,894	0,8	0,77	OK	OK	OK	1,25	0,11%	10,04		
	SB.U.V.X	S.U.V.X.Y.8.-	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	1 x	1	#	6	36	CU	XLPE	1.5/1.8	Aéreo/Enterrado	D1	53	0,58	0,87	1	0,93	0,65	1	1,18	0,5046	26,7	11,8	OK	Fuse-gPV	25	1,45	36,3	0,894	0,8	0,77	OK	OK	OK	1,22	0,11%	9,77		
	SB.U.V.X	S.U.V.X.Y.9.+	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	1 x	1	#	6	30	CU	XLPE	1.5/1.8	Aéreo	F	65	0,58	0,87	1	1	1	1	1	0,5046	32,7	11,8	OK	Fuse-gPV	25	1,45	36,3	0,894	0,8	0,77	OK	OK	OK	1,01	0,09%	8,07		
	SB.U.V.X	S.U.V.X.Y.9.-	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	1 x	1	#	6	29	CU	XLPE	1.5/1.8	Aéreo	F	65	0,58	0,87	1	1	1	1	1	0,5046	32,7	11,8	OK	Fuse-gPV	25	1,45	36,3	0,894	0,8	0,77	OK	OK	OK	0,98	0,09%	7,80		
	SB.U.V.X	S.U.V.X.Y.10.+	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	1 x	1	#	6	7	CU	XLPE	1.5/1.8	Aéreo	F	65	0,58	0,87	1	1	1	1	1	0,5046	32,7	11,8	OK	Fuse-gPV	25	1,45	36,3	0,894	0,8	0,77	OK	OK	OK	0,24	0,02%	1,88		
	SB.U.V.X	S.U.V.X.Y.10.-	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	1 x	1	#	6	6	CU	XLPE	1.5/1.8	Aéreo	F	65	0,58	0,87	1	1	1	1	1	0,5046	32,7	11,8	OK	Fuse-gPV	25	1,45	36,3	0,894	0,8	0,77	OK	OK	OK	0,20	0,02%	1,61		
	SB.U.V.X	S.U.V.X.Y.11.+	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	1 x	1	#	6	6	CU	XLPE	1.5/1.8	Aéreo	F	65	0,58	0,87	1	1	1	1	1	0,5046	32,7	11,8	OK	Fuse-gPV	25	1,45	36,3	0,894	0,8	0,77	OK	OK	OK	0,20	0,02%	1,61		
	SB.U.V.X	S.U.V.X.Y.11.-	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	1 x	1	#	6	7	CU	XLPE	1.5/1.8	Aéreo	F	65	0,58	0,87	1	1	1	1	1	0,5046	32,7	11,8	OK	Fuse-gPV	25	1,45	36,3	0,894	0,8	0,77	OK	OK	OK	0,24	0,02%	1,88		
	SB.U.V.X	S.U.V.X.Y.12.+	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	1 x	1	#	6	28	CU	XLPE	1.5/1.8	Aéreo	F	65	0,58	0,87	1	1	1	1	1	0,5046	32,7	11,8	OK	Fuse-gPV	25	1,45	36,3	0,894	0,8	0,77	OK	OK	OK	0,95	0,08%	7,53		
	SB.U.V.X	S.U.V.X.Y.12.-	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	1 x	1	#	6	27,5	CU	XLPE	1.5/1.8	Aéreo/Enterrado	D1	53	0,58	0,87	1	0,93	0,65	1	1,18	0,5046	26,7	11,8	OK	Fuse-gPV	25	1,45	36,3	0,894	0,8	0,77	OK	OK	OK	0,93	0,08%	7,46		
	SB.U.V.X	S.U.V.X.Y.13.+	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	1 x	1	#	6	39	CU	XLPE	1.5/1.8	Aéreo/Enterrado	D1	53	0,58	0,87	1	0,93	0,65	1	1,18	0,5046	26,7	11,8	OK	Fuse-gPV	25	1,45	36,3	0,894	0,8	0,77	OK	OK	OK	1,32	0,12%	10,58		
	SB.U.V.X	S.U.V.X.Y.13.-	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	1 x	1	#	6	38	CU	XLPE	1.5/1.8	Aéreo/Enterrado	D1	53	0,58	0,87	1	0,93	0,65	1	1,18	0,5046	26,7	11,8	OK	Fuse-gPV	25	1,45	36,3	0,894	0,8	0,77	OK	OK	OK	1,28	0,11%	10,31		
	SB.U.V.X	S.U.V.X.Y.14.+	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	1 x	1	#	6	16	CU	XLPE	1.5/1.8	Aéreo/Enterrado	D1	53	0,58	0,87	1	0,93	0,65	1	1,18	0,5046	26,7	11,8	OK	Fuse-gPV	25	1,45	36,3	0,894	0,8	0,77	OK	OK	OK	0,54	0,05%	4,34		
	SB.U.V.X	S.U.V.X.Y.14.-	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	1 x	1	#	6	15	CU	XLPE	1.5/1.8	Aéreo/Enterrado	D1	53	0,58	0,87	1	0,93	0,65	1	1,18	0,5046	26,7	11,8	OK	Fuse-gPV	25	1,45	36,3	0,894	0,8	0,77	OK	OK	OK	0,51	0,04%	4,07		
	SB.U.V.X	S.U.V.X.Y.15.+	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	1 x	1	#	6	15	CU	XLPE	1.5/1.8	Aéreo/Enterrado	D1	53	0,58	0,87	1	0,93	0,65	1	1,18	0,5046	26,7	11,8	OK	Fuse-gPV	25	1,45	36,3	0,894	0,8	0,77	OK	OK	OK	0,51	0,04%	4,07		
	SB.U.V.X	S.U.V.X.Y.15.-	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	1 x	1	#	6	16	CU	XLPE	1.5/1.8	Aéreo/Enterrado	D1	53	0,58	0,87	1	0,93	0,65																					

Cable solar (Cobre)			Características del sistema Condiciones STC										Característica cable										Máxima corriente admisible del cable										Sistema de protección										Caída de voltaje			Pérdidas																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
Tipo SB	Hasta	Desde	Sistema	String								Conductores por polo	Nº de cores	Sección (mm ²)	L			U/U _m	Tipo de instalación	Método de instalación	I _z (A)	Coeficiente de corrección							I _z (corr)	I _B 1,25xI _{sc}	I _z (corr) ≥ I _B	Tipo	I _n	I ₂	A1	A2	A3	1.1xI _z ≤I _z ≤1.45xI _z (corr)	1.45xI _z ≤I _z (corr)	I _z ≤1.45xI _z (corr)	I _z ≤1.25xI _{sc} (A1≥A2≥A3)	ΔU(1)		ΔP(1)																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
				(Wp)	(Vmpp)	(Impp)	(Isc)	(Units)	(Wp)	(V)	(A)				(A)	(A)	(K ₂)					(K ₂ .I _n)	@ 50°C	(A)	0,894	0,8	0,77	(V)					(%)	(W)																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									

String Box Tipo 3

1	1	1
1	1	1
1	1	1

A blank handwriting practice sheet. It features a large central rectangular box for writing. To the left of this box, there are two vertical columns of smaller boxes, each containing a number from 1 to 10. To the right of the central box, there is a single vertical column of smaller boxes, also containing numbers from 1 to 10. The numbers are arranged in a grid-like fashion, intended for tracing or copying practice.

		Características del sistema												Características del cable					Máxima corriente admitida por el cable										Sistema de protección										Caída de tensión				Pérdidas												
CT	Desde	Hasta	Sistema	Módulo fotovoltaico								String				Strings in parallel	String Box				Conductores por polo	Nº de núcleos	Sección (mm²)				Inst. method ref.	I _z	Factores de corrección					I _z (corr)	I _b	I _z (corr) ≥ I _b	Type	I _n	I ₂	A1	A2	Max: 2,00%				Media: 1,00%									
				Mod.				P	Ump	Imp	Isc	P	U	Imp	Isc		Enterrado							1.25Isc	Max: 2,00%				Media: 1,00%																										
				(Wp)	(Vmpp)	(Imppp)	(Isc)										(Units)	(Wp)	(V)	(A)					(A)	DF1			DF2	DF3	DF4	(A)	(A)									I _z (corr) ≥ I _b	(A)	K ₂	(K ₂ ·I _n)	@ 50°C	1·I _n ·S ₁ ·S ₂ (corr)	I _s 1.45x(I _z (corr))	≥Isc(A1+A2)	ΔU(2)	ΔU(1)	ΔU(total)	ΔP(2)	ΔP(1)	ΔP(total)
CT1	INV1.1	SB1.1.1	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	20	204000	1146,0	178,0	188,4	1	x	1	#	300	687	Al	XLPE	1,5/1,8	D2	386	0,93	0,65	1	1,5	350,0	235,5	OK	Fuse-gPV	300	1,45	435	0,894	0,8	OK	OK	OK	OK	15,68	1,37%	0,14%	1,51%	2599,01	309,18	2908,19	1,43%		
	INV1.1	SB1.1.2	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	20	204000	1146,0	178,0	188,4	1	x	1	#	300	597	Al	XLPE	1,5/1,8	D2	386	0,93	0,65	1	1,5	350,0	235,5	OK	Fuse-gPV	300	1,45	435	0,894	0,8	OK	OK	OK	OK	13,63	1,19%	0,14%	1,33%	2258,53	309,18	2567,71	1,26%		
	INV1.1	SB1.1.3	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	20	204000	1146,0	178,0	188,4	1	x	1	#	300	507	Al	XLPE	1,5/1,8	D2	386	0,93	0,65	1	1,5	350,0	235,5	OK	Fuse-gPV	300	1,45	435	0,894	0,8	OK	OK	OK	OK	11,57	1,01%	0,14%	1,15%	1918,05	309,18	2227,23	1,09%		
	INV1.1	SB1.1.4	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	20	204000	1146,0	178,0	188,4	1	x	1	#	300	417	Al	XLPE	1,5/1,8	D2	386	0,93	0,65	1	1,5	350,0	235,5	OK	Fuse-gPV	300	1,45	435	0,894	0,8	OK	OK	OK	OK	9,52	0,83%	0,14%	0,97%	1577,57	309,18	1886,75	0,92%		
	INV1.1	SB1.1.5	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	20	204000	1146,0	178,0	188,4	1	x	1	#	300	527	Al	XLPE	1,5/1,8	D2	386	0,93	0,65	1	1,5	350,0	235,5	OK	Fuse-gPV	300	1,45	435	0,894	0,8	OK	OK	OK	OK	12,03	1,05%	0,14%	1,19%	1993,71	309,18	2302,89	1,13%		
	INV1.1	SB1.1.6	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	20	204000	1146,0	178,0	188,4	1	x	1	#	300	437	Al	XLPE	1,5/1,8	D2	386	0,93	0,65	1	1,5	350,0	235,5	OK	Fuse-gPV	300	1,45	435	0,894	0,8	OK	OK	OK	OK	9,97	0,87%	0,14%	1,01%	1653,23	309,18	1962,41	0,96%		
	INV1.1	SB1.1.7	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	20	204000	1146,0	178,0	188,4	1	x	1	#	300	347	Al	XLPE	1,5/1,8	D2	386	0,93	0,65	1	1,5	350,0	235,5	OK	Fuse-gPV	300	1,45	435	0,894	0,8	OK	OK	OK	OK	7,92	0,69%	0,14%	0,83%	1312,75	309,18	1621,93	0,80%		
	INV1.1	SB1.1.8	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	20	204000	1146,0	178,0	188,4	1	x	1	#	300	257	Al	XLPE	1,5/1,8	D2	386	0,93	0,65	1	1,5	350,0	235,5	OK	Fuse-gPV	300	1,45	435	0,894	0,8	OK	OK	OK	OK	5,87	0,51%	0,14%	0,65%	972,26	309,18	1281,45	0,63%		
	INV1.2	SB1.2.1	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	20	204000	1146,0	178,0	188,4	1	x	1	#	300	669	Al	XLPE	1,5/1,8	D2	386	0,93	0,65	1	1,5	350,0	235,5	OK	Fuse-gPV	300	1,45	435	0,894	0,8	OK	OK	OK	OK	15,27	1,33%	0,14%	1,48%	2530,91	309,18	2840,10	1,39%		
	INV1.2	SB1.2.2	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	20	204000	1146,0	178,0	188,4	1	x	1	#	300	579	Al	XLPE	1,5/1,8	D2	386	0,93	0,65	1	1,5	350,0	235,5	OK	Fuse-gPV	300	1,45	435	0,894	0,8	OK	OK	OK	OK	13,21	1,15%	0,14%	1,30%	2190,43	309,18	2499,62	1,23%		
	INV1.2	SB1.2.3	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	20	204000	1146,0	178,0	188,4	1	x	1	#	300	489	Al	XLPE	1,5/1,8	D2	386	0,93	0,65	1	1,5	350,0	235,5	OK	Fuse-gPV	300	1,45	435	0,894	0,8	OK	OK	OK	OK	11,16	0,97%	0,14%	1,12%	1849,95	309,18	2159,13	1,06%		
	INV1.2	SB1.2.4	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	20	204000	1146,0	178,0	188,4	1	x	1	#	300	399	Al	XLPE	1,5/1,8	D2	386	0,93	0,65	1	1,5	350,0	235,5	OK	Fuse-gPV	300	1,45	435	0,894	0,8	OK	OK	OK	OK	9,11	0,79%	0,14%	0,94%	1509,47	309,18	1818,65	0,89%		
	INV1.2	SB1.2.5	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	20	204000	1146,0	178,0	188,4	1	x	1	#	300	509	Al	XLPE	1,5/1,8	D2	386	0,93	0,65	1	1,5	350,0	235,5	OK	Fuse-gPV	300	1,45	435	0,894	0,8	OK	OK	OK	OK	11,62	1,01%	0,14%	1,16%	1925,61	309,18	2234,80	1,10%		
	INV1.2	SB1.2.6	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	20	204000	1146,0	178,0	188,4	1	x	1	#	300	419	Al	XLPE	1,5/1,8	D2	386	0,93	0,65	1	1,5	350,0	235,5	OK	Fuse-gPV	300	1,45	435	0,894	0,8	OK	OK	OK	OK	9,56	0,83%	0,14%	0,98%	1585,13	309,18	1894,31	0,93%		
	INV1.2	SB1.2.7	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	20	204000	1146,0	178,0	188,4	1	x	1	#	300	329	Al	XLPE	1,5/1,8	D2	386	0,93	0,65	1	1,5	350,0	235,5	OK	Fuse-gPV	300	1,45	435	0,894	0,8	OK	OK	OK	OK	7,51	0,66%	0,14%	0,80%	1244,65	309,18	1553,83	0,76%		
	INV1.2	SB1.2.8	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	20	204000	1146,0	178,0	188,4	1	x	1	#	300	239	Al	XLPE	1,5/1,8	D2	386	0,93	0,65	1	1,5	350,0	235,5	OK	Fuse-gPV	300	1,45	435	0,894	0,8	OK	OK	OK	OK	5,45	0,48%	0,14%	0,62%	904,17	309,18	1213,35	0,59%		
	INV1.3	SB1.3.1	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	20	204000	1146,0	178,0	188,4	1	x	1	#	300	609	Al	XLPE	1,5/1,8	D2	386	0,93	0,65	1	1,5	350,0	235,5	OK	Fuse-gPV	300	1,45	435	0,894	0,8	OK	OK	OK	OK	13,90	1,21%	0,14%	1,36%	2303,93	309,18	2613,11	1,28%		
	INV1.3	SB1.3.2	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	20	204000	1146,0	178,0	188,4	1	x	1	#	300	519	Al	XLPE	1,5/1,8	D2	386	0,93	0,65	1	1,5	350,0	235,5	OK	Fuse-gPV	300	1,45	435	0,894	0,8	OK	OK	OK	OK	11,84	1,03%	0,14%	1,18%	1963,44	309,18	2272,63	1,11%		
	INV1.3	SB1.3.3	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	20	204000	1146,0	178,0	188,4	1	x	1	#	300	429	Al	XLPE	1,5/1,8	D2	386	0,93	0,65	1	1,5	350,0	235,5	OK	Fuse-gPV	300	1,45	435	0,894	0,8	OK	OK	OK	OK	9,79	0,85%	0,14%	1,00%	1622,96	309,18	1932,15	0,95%		
	INV1.3	SB1.3.4	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	20	204000	1146,0	178,0	188,4	1	x	1	#	300	339	Al	XLPE	1,5/1,8	D2	386	0,93	0,65	1	1,5	350,0	235,5	OK	Fuse-gPV	300	1,45	435	0,894	0,8	OK	OK	OK	OK	7,74	0,68%	0,14%	0,82%	1282,48	309,18	1591,66	0,78%		
INV1.3	SB1.3.5	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	20	204000	1146,0	178,0	188,4	1	x	1	#	300	249	Al	XLPE	1,5/1,8	D2	386	0,93	0,65	1	1,5	350,0	235,5	OK	Fuse-gPV	300	1,45	435	0,894	0,8	OK	OK	OK	OK	5,68	0,50%	0,14%	0,64%	942,00	309,18	1251,18	0,61%			
INV1.3	SB1.3.6	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	20	204000	1146,0	178,0	188,4	1	x	1	#	300	252	Al	XLPE	1,5/1,8	D2	386	0,93	0,65	1	1,5	350,0	235,5	OK	Fuse-gPV	300	1,45	435	0,894	0,8	OK	OK	OK	OK	5,75	0,50%	0,14%	0,64%	963,35	309,18	1262,53	0,62%			
INV1.3	SB1.3.7	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	20	204000	1146,0	178,0	188,4	1	x	1	#	300	413	Al	XLPE	1,5/1,8	D2	386	0,93	0,65	1	1,5	350,0	235,5	OK	Fuse-gPV	300	1,45	435	0,894	0,8	OK	OK	OK	OK	9,43	0,82%	0,14%	0,97%	1562,43	309,18	1871,62	0,92%			
INV1.3	SB1.3.8	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	20	204000	1146,0	178,0	188,4	1	x	1	#	300	509	Al	XLPE	1,5/1,8	D2	386	0,93	0,65	1	1,5	350,0	235,5	OK	Fuse-gPV	300	1,45	435	0,894	0,8	OK	OK	OK	OK	11,62	1,01%	0,14%	1,16%	1925,61	309,18	2234,80	1,10%			
INV1.4	SB1.4.1	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	20	204000	1146,0	178,0	188,4	1	x	1	#	300	537	Al	XLPE	1,5/1,8	D2	386	0,93	0,65	1	1,5	350,0	235,5	OK	Fuse-gPV	300	1,45	435	0,894	0,8	OK	OK	OK	OK	12,26	1,07%	0,14%	1,21%	2031,54	309,18	2340,72	1,15%			
INV1.4	SB1.4.2	CC	340	38,2	8,91	9,42	30	10200	1146,0	8,91	9,42	20	204000</																																										

String box tipo 4				
String	Tipo de instalación	Medición		
		Aéreo	Enterrado	Total
S.U.V.X.Y.1.+	Aéreo/Enterrado	26	26,5	52,5
S.U.V.X.Y.1.-	Aéreo/Enterrado	25	26,5	51,5
S.U.V.X.Y.2.+	Aéreo/Enterrado	4	26,5	30,5
S.U.V.X.Y.2.-	Aéreo/Enterrado	5	26,5	31,5
S.U.V.X.Y.3.+	Aéreo/Enterrado	28	18	46
S.U.V.X.Y.3.-	Aéreo/Enterrado	27	18	45
S.U.V.X.Y.4.+	Aéreo/Enterrado	4	18	22
S.U.V.X.Y.4.-	Aéreo/Enterrado	5	18	23
S.U.V.X.Y.5.+	Aéreo/Enterrado	26	9	35
S.U.V.X.Y.5.-	Aéreo/Enterrado	25	9	34
S.U.V.X.Y.6.+	Aéreo/Enterrado	4	9	13
S.U.V.X.Y.6.-	Aéreo/Enterrado	5	9	14
S.U.V.X.Y.7.+	Aéreo	26	0	26
S.U.V.X.Y.7.-	Aéreo	25	0	25
S.U.V.X.Y.8.+	Aéreo	4	0	4
S.U.V.X.Y.8.-	Aéreo	5	0	5
S.U.V.X.Y.9.+	Aéreo/Enterrado	26	9	35
S.U.V.X.Y.9.-	Aéreo/Enterrado	25	9	34
S.U.V.X.Y.10.+	Aéreo/Enterrado	4	9	13
S.U.V.X.Y.10.-	Aéreo/Enterrado	5	9	14
S.U.V.X.Y.11.+	Aéreo/Enterrado	26	18	44
S.U.V.X.Y.11.-	Aéreo/Enterrado	25	18	43
S.U.V.X.Y.12.+	Aéreo/Enterrado	4	18	22
S.U.V.X.Y.12.-	Aéreo/Enterrado	5	18	23
S.U.V.X.Y.13.+	Aéreo/Enterrado	26	26,5	52,5
S.U.V.X.Y.13.-	Aéreo/Enterrado	25	26,5	51,5
S.U.V.X.Y.14.+	Aéreo/Enterrado	4	26,5	30,5
S.U.V.X.Y.14.-	Aéreo/Enterrado	5	26,5	31,5
S.U.V.X.Y.15.+	Aéreo/Enterrado	4	26,5	30,5
S.U.V.X.Y.15.-	Aéreo/Enterrado	5	26,5	31,5
S.U.V.X.Y.16.+	Aéreo/Enterrado	28	26,5	54,5
S.U.V.X.Y.16.-	Aéreo/Enterrado	27	26,5	53,5
S.U.V.X.Y.17.+	Aéreo/Enterrado	4	18	22
S.U.V.X.Y.17.-	Aéreo/Enterrado	5	18	23
S.U.V.X.Y.18.+	Aéreo/Enterrado	28	18	46
S.U.V.X.Y.18.-	Aéreo/Enterrado	27	18	45
S.U.V.X.Y.19.+	Aéreo/Enterrado	4	26,5	30,5
S.U.V.X.Y.19.-	Aéreo/Enterrado	5	26,5	31,5
S.U.V.X.Y.20.+	Aéreo/Enterrado	28	26,5	54,5
S.U.V.X.Y.20.-	Aéreo/Enterrado	27	26,5	53,5

ANEXO E: PRESUPUESTO

En este anexo se encuentra el presupuesto del proyecto diseñado.

- 1) Presupuesto de ejecución material.
- 2) Presupuesto base de licitación.

Obra: Planta fotovoltaica La Rinconada						
Presupuesto				% C.I. 3		
Código	Tipo	Ud	Resumen	Cantidad	Precio (€)	Importe (€)
PFV LA RINCONADA	Capítulo		Presupuesto planta fotovoltaica La Rinconada		18.952.328,63	18.952.328,63
1.Equipos	Capítulo		Equipos seleccionados para la planta fotovoltaica		16.552.656,24	16.552.656,24
1.1Modulos	Capítulo		Módulos		13.940.352,00	13.940.352,00
IEF001	Partida	Ud	Módulo solar fotovoltaico monocristalino, modelo RCM-340-6MA (RECOM), potencia máxima (Wp) 340 W	115.200,000	121,01	13.940.352,00
mt35sol025b CJ	Material	Ud	Módulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino, modelo RCM-340-6MA (RECOM), potencia máxima (Wp) 340 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 38,2 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 8,91 A, tensión en circuito abierto (Voc) 46,88 V, intensidad de cortocircuito (Isc) 9,42 A, eficiencia 17,52%, 72 células de 156x156 mm, marco de aluminio anodizado, temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 1956x992x40 mm, peso 24 kg, con caja de conexiones con diodos, cables y conectores. Incluso accesorios de montaje y material de accesorios de alfileres.	1,000	100,980	100,98
mo009	Mano de obra	h	Oficial 1ª instalador de captadores solares.	0,363	20,180	7,33
mo108	Mano de obra	h	Ayudante instalador de captadores solares.	0,363	18,950	6,88
%		%	Costes directos complementarios	2,000	115,190	2,30
			IEF001	115.200,000	121,01	13.940.352,00
			1.1Modulos		13.940.352,00	13.940.352,00
1.2Inversor	Capítulo		Inversor		34.431,60	34.431,60
IEF020	Partida	Ud	Inversor trifásico, modelo Ingecon Sun 1560TL B600. Fabricante: Ingeteam	24,000	1.434,65	34.431,60
mt35ifg030a	Material	Ud	Caja de agrupaciones de string (conexión de módulos en serie), conocida como string box. Número de entradas: 20. Máxima corriente de entrada 20 A. Número de fusibles: 40. Máximo voltaje de entrada: 1 500 V. Ratio de protección: IP65. Dimensiones: 1 250 x 750 x 320 mm. Peso: 51.	1,000	1.342,540	1.342,54
mo003	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,588	20,180	11,87
mo102	Mano de obra	h	Ayudante electricista.	0,588	18,950	11,14
%		%	Costes directos complementarios	2,000	1.365,550	27,31
			IEF020	24,000	1.434,65	34.431,60
			1.2Inversor		34.431,60	34.431,60
1.3StringBox	Capítulo		String box		273.872,64	273.872,64
IEF030	Partida	Ud	StringBox M 20B. Fabricante: Ingeteam	192,000	1.426,42	273.872,64
mt35ifg030a	Material	Ud	Caja de agrupaciones de string (conexión de módulos en serie), conocida como string box. Número de entradas: 20. Máxima corriente de entrada 20 A. Número de fusibles: 40. Máximo voltaje de entrada: 1 500 V. Ratio de protección: IP65. Dimensiones: 1 250 x 750 x 320 mm. Peso: 51.	1,000	1.342,540	1.342,54
mo003	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,388	20,180	7,83
mo102	Mano de obra	h	Ayudante electricista.	0,388	18,950	7,35
%		%	Costes directos complementarios	2,000	1.357,720	27,15
			IEF030	192,000	1.426,42	273.872,64
			1.3StringBox		273.872,64	273.872,64
1.4Tracker	Capítulo		Tracker		2.304.000,00	2.304.000,00
IEF040	Partida	Ud	Tracker (Seguidor fotovoltaico 1 eje). Disposición 3Hx20. Fabricante: Axial	1.920,000	1.200,00	2.304.000,00
			1.4Tracker		2.304.000,00	2.304.000,00
			1.Equipos		16.552.656,24	16.552.656,24

Cableado	Capítulo	Elementos necesarios para la conexión eléctrica de la planta fotovoltaica			2.399.672,39	2.399.672,39
2.1CableSolar	Capítulo	Cable solar			1.411.855,95	1.411.855,95
IEH010	Partida	m	Cable solar. Cobre	224.193,000	2,51	562.724,43
mt35cun030c	Material	m	Cable unipolar RV-K, siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Eca según UNE-EN 50575, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 6 mm² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de PVC (V). Según UNE 21123-2.	1,000	0,860	0,86
mo003	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,039	20,180	0,79
mo102	Mano de obra	h	Ayudante electricista.	0,039	18,950	0,74
%		%	Costes directos complementarios	2,000	2,390	0,05
IEH010				224.193,000	2,51	562.724,43
ADE010	Partida	m³	Excavación de zanjas para enterrar cable solar - Inversor. 0,8 m profundo. 1 m ancho.	6.144,000	19,11	117.411,84
mq01exn020	Maquinaria	h	Retroexcavadora hidráulica sobre neumáticos, de 115 kW.	0,324	43,820	14,20
mo113	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,214	18,640	3,99
%		%	Costes directos complementarios	2,000	18,190	0,36
ADE010				6.144,000	19,11	117.411,84
ADR010	Partida	m³	Relleno de zanjas para enterrar cable solar - Inversor. 0,8 m profundo. 1 m ancho.	6.144,000	6,51	39.997,44
mt01var010	Material	m	Cinta plastificada.	1,100	0,120	0,13
mq04dua020	Maquinaria	h	Dumper de descarga frontal de 2 t de carga útil.	0,098	8,550	0,84
mq02rod010d	Maquinaria	h	Bandeja vibrante de guiado manual, de 300 kg, anchura de trabajo 70 cm, reversible.	0,149	5,980	0,89
mq02cia020j	Maquinaria	h	Camión cisterna de 8 m³ de capacidad.	0,010	37,480	0,37
mq04cab010	Maquinaria	h	Camión basculante de 12 t de carga, de 162 kW.	0,015	37,050	0,56
mo113	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,183	18,640	3,41
%		%	Costes directos complementarios	2,000	6,200	0,12
ADR010				6.144,000	6,51	39.997,44
IEO010b	Partida	m	Bandeja perforada de PVC rígido, de 50x75 mm para cable aéreo solar	59.520,000	8,64	514.252,80
mt35ait030ba	Material	m	Bandeja perforada de PVC rígido, de 50x75 mm, para soporte y conducción de cables eléctricos, incluso accesorios. Según UNE-EN 61537.	1,000	6,040	6,04
mo003	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,056	20,180	1,13
mo102	Mano de obra	h	Ayudante electricista.	0,056	18,950	1,06
%		%	Costes directos complementarios	2,000	8,230	0,16
IEO010b				59.520,000	8,64	514.252,80
IEO010c	Partida	m	Tubo polietileno para enterrar cable solar. 40 mm de diámetro	40.704,000	4,36	177.469,44
mt01ara010	Material	m³	Arena de 0 a 5 mm de diámetro.	0,056	10,690	0,60
mt35aia070a	Material	m	Tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 40 mm de diámetro nominal, para canalización enterrada, resistencia a la compresión 450 N, resistencia al impacto 15 julios, con grado de protección IP549 según UNE 20324. Según UNE-EN 61386-1, UNE-EN 61386-22 y UNE-EN 50086-2-4.	1,000	0,720	0,72
mt35www030	Material	m	Cinta de señalización de polietileno, de 150 mm de anchura, color amarillo, con la inscripción "¡ATENCIÓN! DEBAJO HAY CABLES ELÉCTRICOS" y triángulo de riesgo eléctrico.	1,000	0,190	0,19
mq04dua020	Maquinaria	h	Dumper de descarga frontal de 2 t de carga útil.	0,005	8,550	0,04
mq02rop020	Maquinaria	h	Pisón vibrante de guiado manual, de 80 kg, con placa de 30x30 cm, tipo rana.	0,042	3,270	0,14
mq02cia020j	Maquinaria	h	Camión cisterna de 8 m³ de capacidad.	0,001	37,480	0,04
mo020	Mano de obra	h	Oficial 1ª construcción.	0,040	19,640	0,79
mo113	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción.	0,040	18,640	0,75
mo003	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0,025	20,180	0,50
mo102	Mano de obra	h	Ayudante electricista.	0,020	18,950	0,38
%		%	Costes directos complementarios	2,000	4,150	0,08
IEO010c				40.704,000	4,36	177.469,44
2.1CableSolar					1.411.855,95	1.411.855,95

2.2CableSB-Inversor		Capitulo		Cable string box - Inversor	987.816,44	987.816,44	
IEH010b	Partida	m		Cable String Box - Inversor. Aluminio	80.520,000	11,78	948.525,60
mt35cun110k	Material	m		Cable unipolar XZ1 (S), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Eca según UNE-EN 50575, con conductor de aluminio clase 2 de 300 mm² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (X) y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos (Z1). Según IEC 60502-1.	1,000	5,460	5,46
mo003	Mano de obra	h		Oficial 1º electricista.	0,147	20,180	2,97
mo102	Mano de obra	h		Ayudante electricista.	0,147	18,950	2,79
%		%		Costes directos complementarios	2,000	11,220	0,22
IEH010b					80.520,000	11,78	948.525,60
ADE010b	Partida	m³		Excavación de zanjas para enterrar cable String Box - Inversor. 0,8 m profundo. 1 m ancho.	1.533,600	19,11	29.307,10
mq01exn020	Maquinaria	h		Retroexcavadora hidráulica sobre neumáticos, de 115 kW.	0,324	43,820	14,20
mo113	Mano de obra	h		Peón ordinario construcción.	0,214	18,640	3,99
%		%		Costes directos complementarios	2,000	18,190	0,36
ADE010b					1.533,600	19,11	29.307,10
ADR010b	Partida	m³		Relleno de zanjas para enterrar cable String Box - Inversor. 0,8 m profundo. 1 m ancho.	1.533,600	6,51	9.983,74
mt01var010	Material	m		Cinta plastificada.	1,100	0,120	0,13
mq04dua020b	Maquinaria	h		Dumper de descarga frontal de 2 t de carga útil.	0,098	8,550	0,84
mq02rod010d	Maquinaria	h		Bandeja vibrante de guiado manual, de 300 kg, anchura de trabajo 70 cm, reversible.	0,149	5,980	0,89
mq02cia020j	Maquinaria	h		Camión cisterna de 8 m³ de capacidad.	0,010	37,480	0,37
mq04cab010c	Maquinaria	h		Camión basculante de 12 t de carga, de 162 kW.	0,015	37,050	0,56
mo113	Mano de obra	h		Peón ordinario construcción.	0,183	18,640	3,41
%		%		Costes directos complementarios	2,000	6,200	0,12
ADR010b					1.533,600	6,51	9.983,74
2.2CableSB-Inversor					987.816,44	987.816,44	
Cableado					2.399.672,39	2.399.672,39	
PFV LA RINCONADA					18.952.328,63	18.952.328,63	

Resumen de presupuesto

Capítulo	Importe (€)
1 Equipos seleccionados para la planta fotovoltaica	
1.1 Módulos	13.940.352,00
1.2 Inversor	34.431,60
1.3 String box	273.872,64
1.4 Tracker	2.304.000,00
Total 1 Equipos seleccionados para la planta fotovoltaica	16.552.656,24
2 Elementos necesarios para la conexión eléctrica de la planta fotovoltaica	
2.1 Cable solar	1.411.855,95
2.2 Cable string box - inversor	987.816,44
Total 2 Elementos necesarios para la conexión eléctrica de la planta fotov...	2.399.672,39
Presupuesto de ejecución material (PEM)	18.952.328,63
14% de gastos generales	2.653.326,01
6% de beneficio industrial	1.137.139,72
Presupuesto de ejecución por contrata (PEC = PEM + GG + BI)	22.742.794,36
21%	4.775.986,82
Presupuesto base de licitación (PBL = PEC + IVA)	27.518.781,18

Asciende el presupuesto base de licitación a la expresada cantidad de VEINTISIETE MILLONES QUINIENTOS DIECIOCHO MIL SETECIENTOS OCHENTA Y UN EUROS CON DIECIOCHO CÉNTIMOS.

La Rinconada, Junio 2020
Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Abraham Marqués Valderrama

REFERENCIAS

- [1] «Instituto argentino de Radioastronomía,» [En línea]. Available: <http://tux.iar.unlp.edu.ar/divulgacion/art-difu-21.htm>.
- [2] «Enerdata,» [En línea]. Available: <https://datos.enerdata.net/energia-total/datos-consumo-internacional.html>.
- [3] «Global Solar Atlas,» [En línea]. Available: <https://globalsolaratlas.info/map>. [Último acceso: Abril, 2020].
- [4] «NREL,» [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>. [Último acceso: Abril 2020].
- [5] «Investigación y ciencia,» [En línea]. Available: <https://www.investigacionyciencia.es/revistas/investigacion-y-ciencia/la-cara-oculta-del-cosmos-647/placas-solares-de-perovskita-13450>. [Último acceso: Abril 2020].
- [6] M. Moro Vallina, Instalaciones solares fotovoltaica, Madrid: Paraninfo, 2010, 1ª edición.
- [7] «ITACA,» [En línea]. Available: <https://www.itacanet.org/a-guide-to-photovoltaic-panels/photovoltaic-pv-cells/>. [Último acceso: Abril 2020].
- [8] «Solar Love,» [En línea]. Available: <https://solarlove.org/solar-cell-model-and-its-characteristics/>.
- [9] Comisión Europea, The Global Human Settlements Layer (GHLS), «Mapping human presence on Earth».
- [10] Instituto de Estadística y Cartografía de Andalucía, «Andalucía pueblo a pueblo. Ficha municipal La Rinconada,» 2019.
- [11] «Prodiel,» [En línea]. Available: <http://prodiel.com/parque-fotovoltaico-boa-hora/>. [Último acceso: Mayo 2020].
- [12] «Recom,» [En línea]. Available: <https://recom-solar.com/products/mono/black-panther-mono-60-72-cells/>. [Último acceso: Mayo 2020].
- [13] «Axial,» [En línea]. Available: <https://www.axialstructural.com/innovacion>. [Último acceso: Mayo 2020].
- [14] «Ingeteam,» [En línea]. Available: https://www.ingetteam.com/es-es/sectores/energia-fotovoltaica/p15_24_47/ingecon-sun-string-box.aspx. [Último acceso: Mayo 2020].
- [15] «Ingeteam,» [En línea]. Available: https://www.ingetteam.com/es-es/sectores/energia-fotovoltaica/p15_24_256/dual-ingecon-sun.aspx. [Último acceso: Mayo 2020].
- [16] «Ingeteam,» [En línea]. Available: https://www.ingetteam.com/es-es/sectores/energia-fotovoltaica/p15_24_40/ingecon-sun-powerstation.aspx. [Último acceso: Mayo 2020].

BIBLIOGRAFÍA

-Agencia Andaluza de la Energía. Consejería de Hacienda, Industria y Energía.

-Agencia Estatal de Meteorología (AEMET).

-Red Eléctrica Española.

-Moro Vallina, Miguel, (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Madrid, España, Paraninfo.

-Sanchís Gurpide, Pablo, (2004). *Energía solar fotovoltaica. Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos*. Ulzama digital.